



TUGAS AKHIR - TE 141599

**Studi Rancangan Alternatif Power Supply Pabrik Kaltim 1A
oleh Steam Turbine Generator STG-2 Kaltim 5**

**Fikri Hanif Rasyidi
NRP 2212 100 056**

**Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiانتara, M.T.
Dr. Ir. Soedibjo, M.MT.**

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016**

Halaman ini sengaja dikosongkan



FINAL PROJECT – TE 141599

**STUDY DESIGN ALTERNATIVE POWER KALTIM
1A SUPPLIED BY STEAM TURBINE GENERATOR
STG-2 KALTIM 5**

Fikri Hanif Rasyidi
NRP 2212 100 056

Advisor
Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
Dr. Ir. Soedibjo, M.MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Studi Rancangan Alternatif Power Supply Pabrik Kaltim 1A oleh Steam Turbine Generator STG-2 Kaltim 5**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 20 Desember 2016

Fikri Hanif Rasyidi
NRP. 2212100056

Halaman ini sengaja dikosongkan

**STUDI RANCANGAN ALTERNATIF POWER SUPPLY PABRIK
KALTIM 1A OLEH STEAM TURBINE GENERATOR STG-2
KALTIM 5**

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
NIP 1966 03 18 1990 10 1 001

Dr. Ir. Soedibjo, M.MT.
NIP 1955 122 07 1980 03 1 004



Halaman ini sengaja dikosongkan

Studi Rancangan Alternatif Power Supply Pabrik Kaltim 1A oleh Steam Turbine Generator STG-2 Kaltim 5

ABSTRAK

Pada penelitian ini akan membahas tentang perancangan alternatif power supply untuk Pabrik Kaltim 1A PT. Pupuk Kalimantan Timur. Kaltim-1A yang sebelumnya merupakan pabrik dari unit POPKA dan eks KPA memproduksi urea 1700 ton/hari dan ammonia 2000 ton/hari. Kondisi saat ini system kelistrikan Kaltim-1A hanya disupply dari switchgear 11kV KDM. Oleh karena itu kontinuitas supply listrik Kaltim-1A sangat berpengaruh pada schedule maintenance dan risiko kegagalan dari sisi switchgear 11kV KDM. Pemadaman switchgear 11kV KDM mengakibatkan beban-beban listrik pada Switchgear tersebut akan kehilangan power, sehingga Kaltim-1A harus shutdown.

Agar kontinuitas operasional Kaltim-1A tidak bergantung dari supply power dari switchgear 11kV KDM, maka didalam penelitian ini disampaikan salah satu alternative untuk menyediakan *power supply* pada switchgear Kaltim-1A yang terdiri dari 16-SG-101 milik POPKA dan HSG-1 milik eks KPA yaitu dengan menggunakan eksek power dari *Steam Turbine Generator* STG-2. Saat ini total load normal operasi dari Kaltim-1A sebesar 15.1 MW dengan rincian 11.1 MW untuk switchgear 16-SG-101 milik POPKA dan 4 MW untuk switchgear HSG-1 milik eks KPA.

Dengan tersedianya alternatif power pada Pabrik-1A oleh STG-2, maka kontinuitas power supply dapat terjaga sebagai penopang operasional proses produksi dan keandalan Kaltim-1A.

Kata Kunci: power supply, kontinuitas, keandalan, dan proteksi

Halaman ini sengaja dikosongkan

STUDY DESIGN ALTERNATIVE POWER SUPPLY KALTIM 1A by STEAM TURBINE GENERATOR STG-2 KALTIM 5

ABSTRACT

This research will discuss about the design of alternative power supply for PT Kaltim 1A. Pupuk Kalimantan Timur. Kaltim-1A was a plant of ex-KPA unit and POPKA unit producing urea 1700 tons / day and ammonia 2000 tons / day. The current condition of electrical systems Kaltim-1A is only supplied from 11kV switchgear KDM. Therefore the continuity of electricity supply Kaltim-1A is very depends on the maintenance schedule and the risk of failure of the 11kV switchgear KDM. 11kV switchgear outage KDM causing electrical loads in the Switchgear will lose power, so that the Kaltim-1A should be shutdown

In order for continuity Kaltim-1A does not depend on the power supply of switchgear 11kV KDM, then in this study submitted an alternative to provide power supply to the switchgear Kaltim-1A which consists of a 16-SG-101 belonging POPKA and HSG-1 belongs to the former KPA by using excess power from the Steam Turbine Generator STG-2. Currently, the total normal load operation of the Kaltim-1A amounted to 15.1 MW with 11.1 MW for switchgear 16-SG-101 belonging POPKA and 4 MW for switchgear HSG-1 belongs to the ex-KPA.

With the availability of alternative power in the factory-1A by STG-2, then the continuity of the power supply can be maintained as the support of the operational reliability of the production process and Kaltim-1A.

Key Words: power supply, continuity, reliability, protection

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat, taufik, dan hidayah-Nya, sehingga tugas akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Melalui kegiatan ini, penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang bersifat penelitian ilmiah selama satu semester sebagai pengaplikasian ilmu yang telah didapat selama sembilan semester.

Buku tugas akhir ini dapat terselesaikan atas bantuan banyak pihak. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT, ayah saya Moh. Imam Rasjidi, ibu saya Sri Lestari Tri Hastuti dan adik saya Alya Hanifa Rasyidi karena telah banyak memberikan dorongan, baik dalam hal spiritual maupun material dalam penyelesaian buku tugas akhir ini.
2. Bapak Margo Pujiantara dan Soedibjo selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan masukan serta arahan sehingga buku tugas akhir ini dapat diselesaikan dengan baik.
3. Widya Elyani yang selalu memotivasi saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Ubed, Wakil, Gigih, Aldi, Atel, dan seluruh asisten Laboratorium Instrumentasi Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga, teman-teman laboratorium AJ-302, teman - teman Geometri, dan teman-teman e52 yang selalu memberikan semangat dan do'a serta bantuan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Besar harapan penulis bahwa buku tugas akhir ini dapat memberikan informasi dan manfaat bagi mahasiswa Teknik Elektro ITS pada khususnya dan seluruh pembaca pada umumnya.

Surabaya, 20 Mei 2016

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL (ID)	i
HALAMAN JUDUL (EN)	iii
PERNYATAAN KEASLIAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix

BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	2
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Metodologi	3
1.5 Sistematika Penulisan	4
1.6 Manfaat	6

BAB 2 KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN	7
2.1 Gangguan Beban Lebih	7
2.2 Gangguan Hubung Singkat	7
2.3 Perhitungan Arus Hubung Singkat	7
2.4 Trafo Arus (<i>Current Transformer</i>)	9
2.5 Rele Proteksi	10
2.6 Rele Arus Lebih	11
2.7 Penyetelan Rele Arus Lebih	12
2.8 Koordinasi Berdasarkan Arus dan Waktu	15
2.9 Rele gangguan ke tanah	16

BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PABRIK KALTIM 1A PT PUPUK KALTIM	17
3.1 Sistem Kelistrikan Pabrik Kaltim 1A	17
3.2 Kapasitas Pembangkitan	18
3.3 Sistem Distribusi Pabrik Kaltim 1A.	18
3.4 Data Beban Pabrik Kaltim 1A	19
3.5 Sistem Proteksi Kaltim 1A	20

BAB 4 Hasil Simulasi dan Analisis Perancangan Sistem Proteksi Pabrik Kaltim 1A PT. Pupuk Kalimantan Timur	21
4.1 Skema koordinasi pada Pabrik Kaltim 1A	21
4.2 Analisis arus gangguan hubung singkat.....	22
4.3 Koordinasi relay arus lebih gangguan fasa	24
4.3.1 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1	25
4.3.2 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2	35
4.3.3 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3	44
4.3.4 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 4	53
 BAB 5 PENUTUP	 69
5.1 Kesimpulan	69
5.2 Saran	70
 DAFTAR PUSTAKA.....	 71
RIWAYAT HIDUP.....	73

TABLE OF CONTENT

TITLE	i
SHEET STATEMENT OF AUTHENTICITY	iii
APPROVEMENT SHEET	v
ABSTRACT IN INDONESIA	ix
ABSTRACT IN ENGLISH	xi
ILLUSTRATION	xiii
TABLE OF CONTENTS	vv
TABLE OF FIGURES	xvii
TABLE OF TABLES	xix

BAB I INTRODUCTION

1.1. Background	2
1.2. Problems	2
1.3. Purpose	2
1.4. Methodology.....	3
1.5. Systemathic.....	4
1.6. Advantages	6

CHAPTER II PROTECTION COORDINATIONOF ELECTRICAL SYSTEMS

2.1. Overload Fault	7
2.2. Short Circuit Fault.....	7
2.3. Short Circuit Current Calculation.....	7
2.4. Current Transformer	9
2.5. Protection Relay	10
2.6. Over Current Relay.....	11
2.7. Over Current Relay Setting.....	12
2.8. Current and Time Based Coordination.....	15
2.9. Ground Fault Relay	16

BAB III ELECTRICAL SYSTEM OF PLANT KALTIM 1A PT. PUPUK KALTIM

3.1 Electrical System of Plant Kaltim 1A.....	17
3.2 Generator Capacity.....	18
3.3 Distribution System of Plant Kaltim 1A	18
3.4 Load Capacity of Plant Kaltim 1A	19
3.5 Protection System of Plant Kaltim 1A	20

BAB IV SIMULATION AND ANALYSIS

4.1	Plant Kaltim 1A Coordination Scheme.....	21
4.2	Short Circuit Analysis of Plant Kaltim 1A.....	22
4.3	Coordination Over Current Relay.....	24
4.3.1	Protection Coordination of typical 1	25
4.3.2	Protection Coordination of typical 2	35
4.3.3	Protection Coordination of typical 3	44
4.3.4	Protection Coordination of typical 4	53

BAB V CLOSING

5.1.	Conclusion	69
5.2.	Recommendation	70

REFERENCES	71
-------------------	-------	----

ENCLOSURE	73
------------------	-------	----

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Kontinuitas pasokan daya pada suatu industri sangat diperlukan untuk memastikan proses produksi tetap terlaksana maka diperlukan koordinasi proteksi yang baik. Diharapkan ketika terjadi gangguan maka pemutus atau *circuit breaker* (CB) yang terletak paling dekat dengan titik gangguan dapat bekerja terlebih dahulu. Ketika CB yang paling dekat dengan titik gangguan mengalami kegagalan maka CB *backup* akan segera bekerja sesuai dengan waktu yang telah ditentukan.

PT Pupuk Kaltim merupakan perusahaan pupuk dan juga anak perusahaan PT Pupuk Indonesia Holding Company yang terletak di Bontang, Kalimantan Timur. Dalam proses produksi, selain menggunakan generator milik sendiri, PT Pupuk Kaltim juga disuplai oleh sebuah perusahaan *utility center* yaitu PT Kaltim Daya Mandiri. Pabrik-1A yang sebelumnya merupakan pabrik dari unit POPKA dan eks KPA memproduksi urea 1700 ton/hari dan ammonia 2000 ton/hari. Untuk keperluan proses produksi Pabrik-1A maka didukung utilitas power supply dari KDM. Kondisi saat ini system kelistrikan Pabrik-1A hanya disupply dari switchgear 11kV KDM. Oleh karena itu kontinuitas supply listrik Pabrik-1A sangat berpengaruh pada schedule maintenance dan risiko kegagalan dari sisi switchgear 11kV KDM. Jika KDM merencanakan TA (Turn Around) dan switchgear 11kV akan dipadamkan untuk dilakukan inspeksi dan perawatan (PM). Pemadaman switchgear 11kV KDM mengakibatkan beban-beban listrik pada Switchgear tersebut akan kehilangan power, sehingga Pabrik-1A harus shutdown. Agar kontinuitas operasional Pabrik-1A tidak bergantung dari supply power dari switchgear 11kV KDM, maka didalam tugas akhir ini disampaikan alternative untuk menyediakan power supply pada switchgear Pabrik-1A yang terdiri dari 16-SG-101 milik POPKA dan HSG-1 milik eks KPA melalui Steam Turbine Generator STG-2. Saat ini total load normal operasi

dari Pabrik-1A sebesar 14.6 MW. Alternatif power supply ini harus mampu mengambil beban sebesar 14.6 MW sebagai supply listrik untuk kelancaran proses operasi Pabrik-1A. Oleh karena itu diperlukan *review* dan studi koordinasi proteksi ulang untuk memperoleh sistem koordinasi yang baik sehingga ketika terjadi gangguan, sistem lain tidak merasakan pengaruh.

Tugas akhir ini membahas *review* sistem distribusi dan koordinasi proteksi pada PT Pupuk Kaltim akibat terjadinya *short circuit* berdasarkan data dari *Review by Evident*, sehingga didapatkan sistem distribusi yang tepat dan koordinasi proteksi baru yang lebih baik. Koordinasi proteksi yang lebih baik diharapkan dapat bekerja maksimal dalam mendeteksi dan mengisolir gangguan, serta tidak mengganggu sistem yang beroperasi dan mencegah kerusakan pada peralatan listrik di industri.

1.2 Permasalahan

Permasalahan utama yang dibahas dalam tugas akhir ini adalah bagaimana sistem distribusi dan koordinasi proteksi untuk HVCB (*High Voltage CB*) yang tepat pada Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim setelah suplai listriknya dibebankan ke STG-2 Pabrik Kaltim 5.

1.3 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini diharapkan sebagai berikut:

1. Memodelkan, mensimulasikan serta menganalisis sistem kelistrikan pada Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim.
2. Mendapatkan sistem distribusi yang tepat pada Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim.
3. Mendapatkan *setting* dari koordinasi rele arus lebih dan rele gangguan ke tanah tegangan menengah yang tepat pada Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim.
4. Dapat digunakan sebagai masukan bagi PT Pupuk Kaltim dalam melakukan koordinasi proteksi yang tepat.

5. Dapat menjadi referensi mengenai studi koordinasi rele arus lebih dan rele gangguan ke tanah bagi mahasiswa yang akan mengerjakan tugas akhir dengan permasalahan yang serupa.

1.4 Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah:

1. Studi Literatur
Mengumpulkan dan mempelajari buku serta referensi yang berhubungan dengan koordinasi proteksi. Hal ini dilakukan untuk menambah pemahaman mengenai permasalahan yang dihadapi dan mengetahui langkah-langkah dalam menyelesaikan permasalahan tersebut.
2. Pengumpulan Data
Mengumpulkan data-data mengenai sistem kelistrikan di Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim meliputi *single line diagram* dan data-data peralatan lainnya.
3. Pemodelan Sistem
Memodelkan sistem kelistrikan Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim pada aplikasi ETAP. Pemodelan sistem dilakukan agar dapat melakukan simulasi untuk mengetahui aliran daya dan besarnya arus gangguan hubung singkat.
4. Simulasi dan Review
Simulasi dilakukan untuk mengetahui aliran daya, tegangan setiap bus dan gangguan hubung singkat. Nilai arus hubung singkat yang dibutuhkan adalah arus gangguan hubung singkat minimum dan maksimum pada setiap bus. Nilai arus gangguan hubung singkat maksimum adalah gangguan hubung singkat 3 fasa sedangkan nilai arus hubung singkat minimum adalah gangguan hubung singkat antar fasa. Nilai arus tersebut nantinya akan digunakan untuk menentukan *setting* rele proteksi. Lalu juga melakukan *review* terhadap sistem distribusi eksisting.
5. Analisis Simulasi

Dari simulasi yang dilakukan akan didapatkan hasil yang akan digunakan sebagai komponen untuk melakukan perhitungan *setting* proteksi yang tepat. Lalu hasil dari *review* akan digunakan untuk memperbarui sistem distribusi Pabrik Kaltim 1A.

6. Pembuatan Laporan Tugas Akhir

Laporan tugas akhir berisi hasil analisis koordinasi proteksi. Dengan nilai yang telah didapatkan diharapkan sistem proteksi dapat bekerja dengan cepat dan tepat..

Diagram metodologi pengerjaan dapat dilihat pada gambar 1.1

1.5 Sistematika Penulisan

Pada tugas akhir ini akan terbagi atas 5 bab dengan sistematika penulisan sebagai berikut:

Bab 1 : PENDAHULUAN

Bab ini meliputi latar belakang permasalahan, tujuan, serta manfaat dari tugas akhir ini, penjabaran mengenai metodologi pengerjaan dan sistematika penulisan.

Bab 2 : KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN

Bab ini menjabarkan mengenai teori-teori dan kajian pustaka yang digunakan dalam penulisan tugas akhir ini.

Bab 3 : SISTEM KELISTRIKAN Pabrik Kaltim 1A PT PUPUK KALTIM

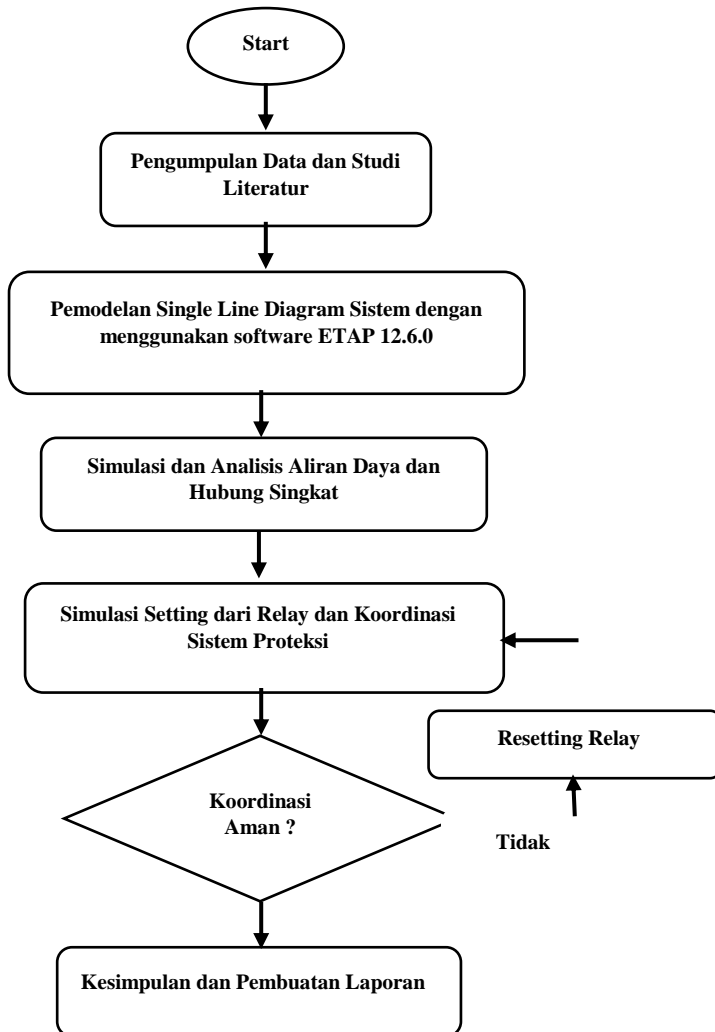
Bab ini menjelaskan mengenai sistem kelistrikan eksisting pada Pabrik Kaltim 1A PT Pupuk Kaltim.

Bab 4 : SIMULASI DAN ANALISIS SISTEM SERTA KOORDINASI PROTEKSI PADA Pabrik Kaltim 1A PT PUPUK KALTIM

Perhitungan dan hasil simulasi yang telah dilakukan dibahas pada bab ini dengan rekomendasi *setting* rele untuk koordinasi proteksi dan hasil pengembangan sistem distribusi Pabrik Kaltim 1A.

Bab 5 : PENUTUP

Bab ini berisi saran dan kesimpulan dari hasil analisis yang telah dilakukan.



Gambar 1.1 Diagram metodologi pengerjaan tugas akhir

1.6 Manfaat

Dengan tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat yaitu sebagai rekomendasi bagi PT Pupuk Kaltim untuk pengembangan Pabrik Kaltim 1A dan juga menjadi referensi bagi penelitian selanjutnya mengenai koordinasi proteksi.

BAB 2

KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN

Pengelompokan seluruh beban dari sistem instalasi terpasang, dikelompokkan atas beban vital, beban essential, dan beban non-essential. akan tetapi beban vital dan beban essential dibagi atas tiga kategori, antara lain :

- Beban kontinyu, yaitu beban yang bila padam akan membahayakan keselamatan personil atau kerusakan serius pada pabrik.
- Beban intermittent, yaitu beban yang jika padam akan menyebabkan degradasi atau hilangnya produk manufaktur.
- Beban standby, yaitu beban yang jika padam, kurang berpengaruh pada keselamatan dan produksi.

Dalam perancangan untuk menentukan besar kapasitas daya yang akan dibangkitkan terlebih dahulu menghitung besar daya maksimum, kemudian diperhitungkan juga diperhitungkan pertumbuhan beban (spare) dan biasanya sebesar 20% dari daya terpasang. Kebutuhan listrik atau sering disebut dengan demand load (Lacroix at al, 1995; Chevron, 2000; Chapman, 1991)

Penentuan dan pemilihan jenis suatu penghantar dalam perancangan instalasi listrik, merupakan hal yang paling utama. Beberapa syarat dalam penentuan jenis penghantar yang akan digunakan:

- Menghitung daya total yang akan di distribusikan.
- Menghitung nominal arus dari daya total tersebut.
- Memilih jenis kabel yang akan di gunakan dari katalog dengan melihat ampasitas kabel. Nilai arus dari daya yang akan di distribusikan harus lebuah kecil dari nilai arus pada kabel tersebut.
- Menghitung tegangan jatuh (Drop Voltage). Jika tegangan jatuhnya masih $> 5\%$, maka, pemilihan kabel dilakukan kembali dengan melihat diameter diatasnya.

- Menghitung arus hubung singkat.

Perhitungan Arus Saluran

Arus saluran (A) pada panel atau saluran tersebut. Besarnya arus dapat diperoleh dengan rumus : (A.S Pabla, Ir. Abdul Hadi, 1994).

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{LL}} \quad (2.1)$$

Dengan :

$$I_L = \text{Arus saluran (A)}$$

$$S_{3\phi} = \text{Daya semu maksimum (KVA)}$$

$$V_{LL} = \text{Tegangan fasa – fasa (V)}$$

Pemilihan Penghantar

Dalam pemilihan jenis penghantar yang akan digunakan dalam suatu instalasi dan luas penghantar yang akan dipakai dalam instalasi tersebut ditentukan berdasarkan pertimbangan : (A.S Pabla, Ir. Abdul Hadi, 1994). a. Kemampuan hantar arus b. Kondisi suhu c. Jatuh tegangan d. Kondisi lingkungan e. Kekuatan mekanis f. Kemungkinan perluasan

Kemampuan Hantar Arus

Untuk menentukan luas penampang penghantar yang diperlukan, maka harus ditentukan berdasarkan atas arus yang melewati penghantar tersebut arus nominal yang melewati suatu penghantar dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (A.S Pabla, Ir. Abdul Hadi, 1994). Untuk arus bolak-balik (AC) tiga fasa :

$$I_{3\phi} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \phi} \quad (2.2)$$

Dengan :

$I =$ Arus nominal (A)

$P =$ Daya aktif (W)

$V_{LL} =$ Tegangan (V)

$\cos \varphi =$ Faktor daya

Drop Tegangan (Jatuh Tegangan)

Dalam penyaluran tenaga listrik dari suatu sumber ke beban pada suatu instalasi, akan terjadi suatu perbedaan tegangan antara tegangan di sisi sumber dengan tegangan di sisi beban. Dimana tegangan pada sisi sumber lebih besar dari pada tegangan di sisi beban. Hal ini disebabkan oleh adanya jatuh tegangan di dalam sistem instalasinya (A.S Pabla, Ir. Abdul Hadi, 1994). Rugi tegangan biasanya dinyatakan dalam satuan persen (%) dalam tegangan kerjanya yaitu : Untuk arus bolak-balik tiga fasa :

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I_{LL} \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{V_{ll}} \times 100\% \quad (2.3)$$

Dimana :

$\Delta V =$ Jatuh tegangan dengan penghantar (%)

$I_{LL} =$ Arus dalam penghantar (A)

$L =$ Jarak penghantar (m)

$R =$ Resistansi penghantar (Ohm)

$X =$ Reaktansi penghantar (Ohm)

$V_{ll} =$ Tegangan fasa – fasa (V)

Perhitungan ini dilakukan dengan memperhatikan beberapa persyaratan tentang kabel, dari standar-standar yang telah ditetapkan, antara lain :

- Jumlah penampang adalah satu, kabel menyentuh satu sama lain, berdasarkan IEC 364-5-523 instalasi dan faktor grup berdasarkan $K_p = 0.7$
- Koreksi faktor untuk kelompok lebih dari satu kabel untuk diterapkan pada kabel yang dipasang di saluran, $K_p = 0.85$
- Koreksi faktor untuk kelompok lebih dari satu kabel untuk diterapkan pada kabel yang dipasang di dalam tanah, $K_p = 0.95$
- Koreksi faktor temperatur berdasarkan (IEC 364-5-523) disain koreksi faktor temperatur yaitu 40 jadi, $K_a = 0.91$

Untuk sistem pengaman yang digunakan pada perancangan system kelistrikan yaitu Circuit Breaker (CB), yang disesuaikan dengan daya yang akan disalurkan. Pengaman ini hanya memproteksi atau melindungi kabel dari gangguan arus lebih atau arus hubung singkat. Berikut hal-hal dalam menentukan jenis dan kapasitas CB yang akan digunakan yaitu:

- Berapa besar nilai daya yang akan di distribusikan melalui penghantar tersebut, yang kemudian dapat dihitung dan diketahui nilai I_{fl} .
- Dalam penentuan kapasitas CB, kemampuan arus hubung singkat dan respon terhadap waktu harus diperhatikan.
- Sesuaikan kapasitas CB yang diperoleh dengan I_{fl} penghantar dan luas penampang penghantar.

Circuit Breaker (CB) Selain menentukan arus saluran, dalam penentuan kapasitas CB yang digunakan perlu diketahui pula besar arus hubung singkat, untuk mengetahui nilai arus hubung singkat pada saluran dapat diketahui dari persamaan sebagai berikut : (A.S Pabla, Ir. Abdul Hadi, 1994).

$$I_{HS} = \frac{v_{LL}}{\sqrt{3} \times \sqrt{R^2 + X^2}} \quad (2.4)$$

Dimana :

$V_{LL} = \text{Tegangan sistem (V)}$

$R = \text{Resistansi penghantar } (\Omega)$

$X = \text{Reaktansi penghantar } (\Omega)$

Koordinasi proteksi dalam sistem tenaga listrik berperan penting untuk mengamankan peralatan dari kerusakan akibat terjadinya gangguan. Ketika terjadi gangguan dalam sistem tenaga listrik, sistem proteksi harus mampu mengisolir arus gangguan agar tidak terjadi kerusakan pada peralatan dan kontinuitas pelayanan tetap terjaga [1].

2.1 Gangguan Beban Lebih

Gangguan beban lebih adalah gangguan yang terjadi ketika arus yang mengalir dalam sistem melebihi arus nominal yang diizinkan ($I > I_n$) dan terjadi secara kontinu yang melebihi kapasitas dari peralatan listrik dan kapasitas proteksi sehingga mengakibatkan rusaknya peralatan listrik.

2.2 Gangguan Hubung Singkat

Gangguan lain pada sistem kelistrikan adalah gangguan hubung singkat. Gangguan ini digolongkan dalam dua kelompok yang pertama adalah gangguan hubung singkat tidak simetri atau asimetri. Gangguan ini adalah yang sering terjadi pada sistem kelistrikan dan contoh gangguan ini adalah gangguan hubung singkat antar fasa, satu fasa ke tanah, dan dua fasa ke tanah. Kelompok kedua adalah gangguan simetri dan contoh gangguan ini adalah gangguan hubung singkat tiga fasa. Tabel gangguan hubung singkat dapat dilihat pada tabel 2.1.

2.3 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Dalam menghitung nilai arus hubung singkat dalam sistem kelistrikan secara umum dapat dilakukan dengan rumus berikut[2]:

2.3.1 Hubung Singkat Tiga Fasa (Asimetri)

Hubung singkat tiga fasa terjadi ketika ketiga fasa terlibat. Besar arus gangguan tiga fasa ini (I_{SC_3}) dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$I_{SC3} = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.5)$$

Dimana V_{LN} adalah nilai tegangan *line to netral* dan X_1 adalah reaktansi urutan positif.

Tabel 2.1 Tabel gangguan hubung singkat

Gangguan Hubung Singkat	RangkaianHubung Singkat	Persamaan
3 fasa ke tanah (simetri)		$I_{sc3} = \frac{V_f}{X_1}$
Antar fasa		$I_{sc2} = \left \pm j \frac{\sqrt{3}V_f}{X_1 + X_2} \right $
2 fasa ke tanah		$I_{sc2} = \frac{V_f}{X_1 + X_2 X_0 / (X_2 + X_0)}$
1 fasa ke tanah		$I_{sc0} = \frac{3V_f}{X_1 + X_2 + X_0}$

2.3.2 Hubung Singkat Antar Fasa

Hubung singkat ini terjadi ketika terlibatnya dua fasa tanpa terhubung ke tanah. Besar arus gangguan antar fasa ini (I_{SC_2}) dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$I_{SC_2} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3}V_{LN}}{2X_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{SC_3} \approx 0.866 I_{SC_3} \quad (2.6)$$

Dimana V_{LL} adalah nilai tegangan *line to line* dan X_2 adalah reaktansi urutan negatif.

2.3.3 Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Hubung singkat ini terjadi ketika terlibatnya impedansi urutan nol. Besar arus gangguan satu fasa ke tanah dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$I_{SC_0} = \frac{3V_{LN}}{X_1 + X_2 + X_0 + 3Z_G} \quad (2.7)$$

Jika sistem menggunakan pentanahan *solid* maka $Z_G = 0$

2.4 Rele Proteksi

Rele proteksi adalah sebuah peralatan listrik yang dirancang untuk memenuhi pemisahan bagian sistem tenaga listrik untuk mengoperasikan sinyal alarm bila terjadi gangguan atau kondisi sistem tenaga listrik tidak normal. Diagram blok urutan kerja rele proteksi dapat dilihat pada gambar 2.2.



Gambar 2.1 Diagram blok urutan kerja rele proteksi

Secara umum fungsi rele proteksi adalah sebagai berikut:

- Membunyikan alarm, menutup rangkaian trip dari pemutus rangkaian untuk membebaskan peralatan dari gangguan
- Membebaskan bagian yang bekerja tidak normal

- c. Membebaskan dengan segera bagian yang terganggu
- d. Melokalisir akibat gangguan
- e. Memberikan petunjuk atas lokasi serta jenis gangguan

2.5 Rele Arus Lebih

Merupakan salah satu jenis rele pengamanan yang sering digunakan dalam proteksi sistem kelistrikan. Rele ini beroperasi ketika arus yang mengalir melebihi nilai yang ditentukan dengan memberikan sinyal kepada pemutus untuk bekerja[3].

Berdasarkan standar IEEE 242 mengenai koordinasi proteksi waktu kerja rele berkisar antara 0.3 – 0.4 detik untuk rele analog dan 0.2 – 0.4 detik untuk rele digital. Hal ini bertujuan untuk memastikan zona *backup* dapat bekerja ketika zona primer gagal dan menghindari terjadinya *trip* secara bersamaan.

Rele ini melindungi hampir semua bagian dalam sistem kelistrikan seperti jaringan distribusi dan peralatan listrik seperti transformator, generator, dan motor.

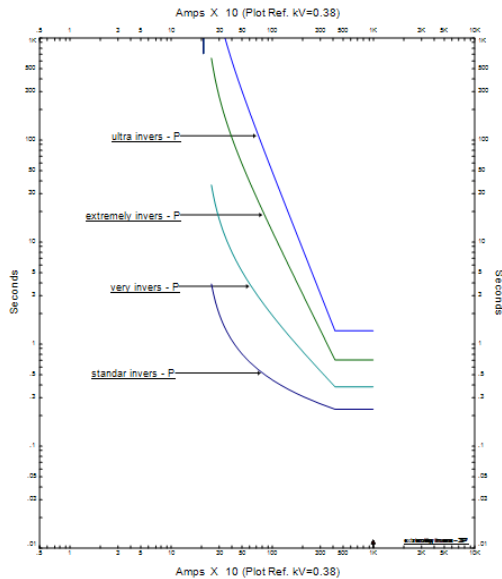
2.5.1 Rele Arus Lebih Waktu Invers

Rele ini memiliki waktu operasi yang berbanding terbalik dengan besarnya arus gangguan[4]. Jadi semakin besar arus gangguan yang terjadi maka rele akan beroperasi semakin cepat dan begitupula sebaliknya. Prinsip kerja ini juga dijelaskan dalam kurva TCC (*Time-Current Curve*) yang mana berskala *time dial*.

Standar IEC 60255-3 dan IEEE std 242-2001 menjelaskan bahwa jenis perlindungan waktu invers yang dibedakan oleh gradient kurvanya adalah *standard inverse*, *very invers*, *ultra inverse*, dan *extremely inverse*. Ketika arus semakin besar akan menyebabkan waktu operasi berjalan lambat seakan mendekati waktu minimumnya. Karakteristik kurva rele arus lebih waktu *invers* dapat dilihat pada gambar 2.3.

2.5.2 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

Rele jenis diatur berdasarkan *level* arus yang mengalir. Dengan rele ini gangguan terdekat akan langsung diputus sesuai dengan *time delay setting* yang ditentukan. Ketika arus yang melebihi *pickup set point* akan diputus dalam waktu yang bersamaan.



Gambar 2.2 Karakteristik rele arus lebih waktu *invers*

2.5.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan

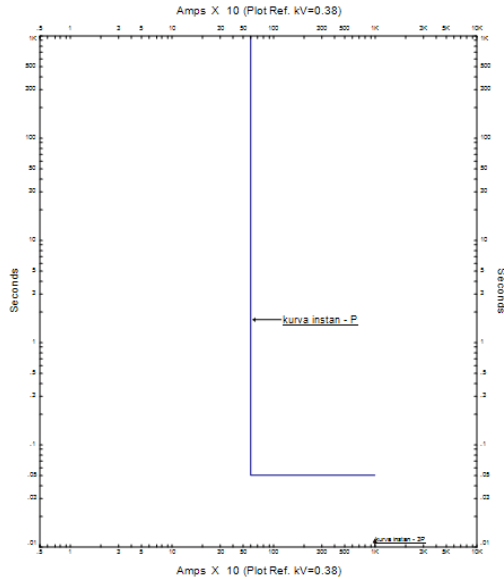
Untuk rele jenis ini bekerja tanpa adanya penundaan waktu. Waktu tercepat bekerjanya rele ini adalah 0.1 detik atau pada umumnya kurang dari 0.08 detik. Ketika arus gangguan hubung singkat yang ditentukan terjadi, rele akan bekerja berdasarkan arus tersebut dan membuka pemutus dalam waktu yang cepat yaitu 0.08 detik. Karakteristik rele arus lebih waktu *instan* dapat dilihat pada gambar 2.4.

Saat ini penggunaan rele memiliki kurva *invers* dan *instan*, sehingga kurva karakteristiknya merupakan gabungan dari kurva *instan* dan *invers*. Kombinasi rele arus waktu *instan* dan *invers* dapat dilihat pada gambar 2.5.

2.6 Penyetelan Rele Arus Lebih

Dalam penyetelan rele arus lebih ini dibutuhkan studi aliran daya terlebih dahulu dimana studi ini dasar pilar dalam melakukan perencanaan, pengoperasian, penjadwalan yang ekonomis, dan perpindahan daya antara peralatan dalam sistem kelistrikan[5].

Setelah melakukan studi aliran daya, langkah berikutnya adalah melakukan studi hubung singkat pada suatu titik sehingga didapatkan nilai arus yang nantinya akan mengisi salah satu nilai dari parameter rele.



Gambar 2.3 Karakteristik rele arus lebih waktu *instan*

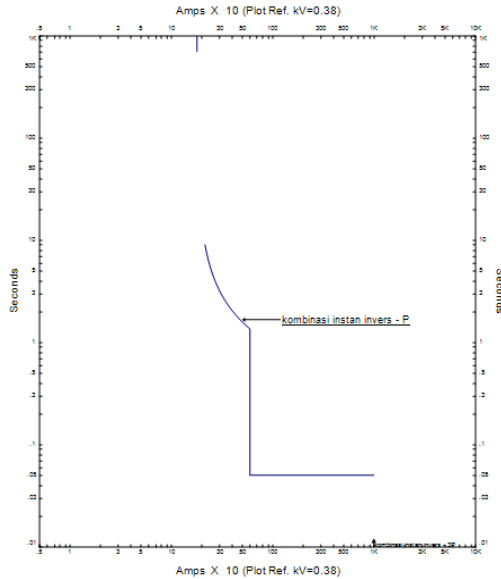
2.6.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Invers

Untuk penyetelan waktu *invers* ini membutuhkan nilai parameter *overcurrent* dan *time dial setting* dalam menentukan waktu operasi rele. Sesuai standar British BS-142 batas nilai yang ditentukan adalah 1.05-1.3 FLA peralatan sesuai dengan persamaan berikut:

$$1,05FLA < I_{set} < 1,3FLA \quad (2.8)$$

Dimana FLA adalah arus beban penuh pada peralatan. Untuk *time dial setting* dari masing-masing kurva *invers* rele didapatkan dari persamaan berikut:

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} \quad (2.9)$$



Gambar 2.4 Kombinasi rele arus lebih waktu *instan* dan *invers*

Diaman t_d adalah waktu operasi, k adalah koefisien invers 1, T adalah *time dial*, β adalah koefisien invers 3, I adalah nilai arus, I_{set} adalah arus *pickup*, dan α adalah koefisien invers 2. Seluruh nilai koefisien untuk Rele Merlin Gerin Sepam 1000 dan ABB SPAJ140C dapat dilihat dalam tabel 2.2 dan tabel 2.3.

Tabel 2.2 Tabel koefisien *invers* Alsthom P343

Tipe Kurva	Nilai Koefisien		
	k	α	β
Standard Inverse	0.14	0.02	2.97
Very Inverse	13.5	1	1.5
Extremely Inverse	80	2	0.808
Ultra Inverse	315.2	2.5	1

Tabel 2.3 Tabel koefisien *invers* Westinghouse

Tipe Kurva	Nilai Koefisien		
	k	α	β
Normal Inverse	0.14	0.02	1
Very Inverse	13.5	1	1
Extremely Inverse	80	2	1
Long Time Inverse	120	1	1

2.7.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Instan

Untuk penyetelan waktu *instan* membutuhkan nilai parameter dari studi hubung singkat untuk menentukan arus dan tegangan maksimum serta minimum pada titik tertentu dari sistem kelistrikan untuk mengatasi gangguan yang terjadi[6]. Nilai dari studi hubung singkat tersebut akan digunakan untuk mengisi nilai *pickup point*. Studi hubung singkat ini menggunakan nilai $I_{sc\ min}$ dimana nilai $I_{sc\ min}$ adalah nilai hubung singkat 3 fasa pada 30 *cycle*. Sehingga nilai *pickup point* didapat dari persamaan berikut:

$$1,6FLA \leq I_{set} \leq 0.8 I_{sc\ min} \quad (2.10)$$

Nilai 0.8 adalah factor keamanan dari sistem proteksi untuk estimasi apabila terjadi gangguan yang lebih kecil dari arus hubung singkat minimum.

2.7 Koordinasi Berdasarkan Arus dan Waktu

Suatu koordinasi sistem kelistrikan yang baik adalah bekerja secara berurutan sehingga tidak terjadi tumpang tindih antar rele. Untuk itu dibutuhkan adanya *time delay* antara rele primer dengan rele *backup*. *Time delay* ini sering dikenal dengan *grading time*. Berdasarkan standar IEEE 242 dapat dilihat nilai *time delay* sebagai berikut:

Waktu buka pemutus : 0.06-0.1 detik (3-5 *cycle*)

Overtravel rele : 0.1 detik

Faktor keamanan : 0.12-0.22 detik

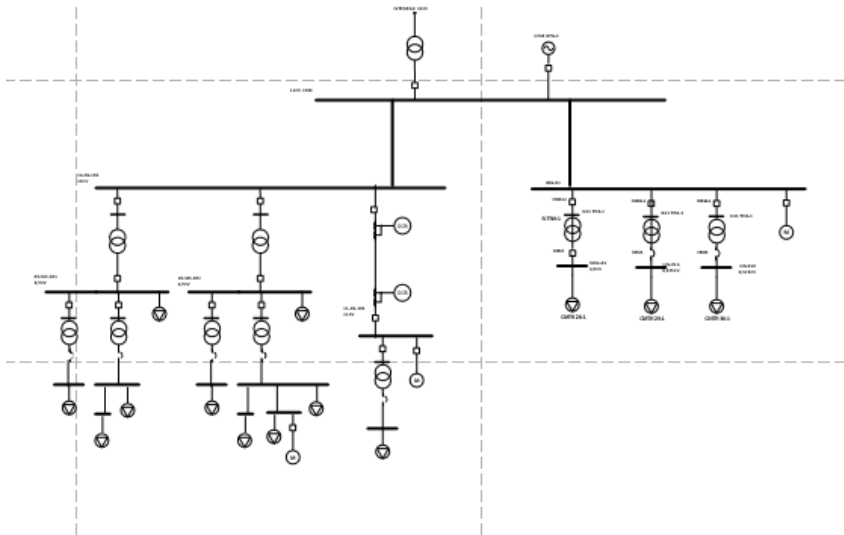
Untuk rele digital berbasis *microprocessor*, maka *overtravel* diabaikan- [7].

BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN PABRIK KALTIM 1A PT PUPUK KALTIM

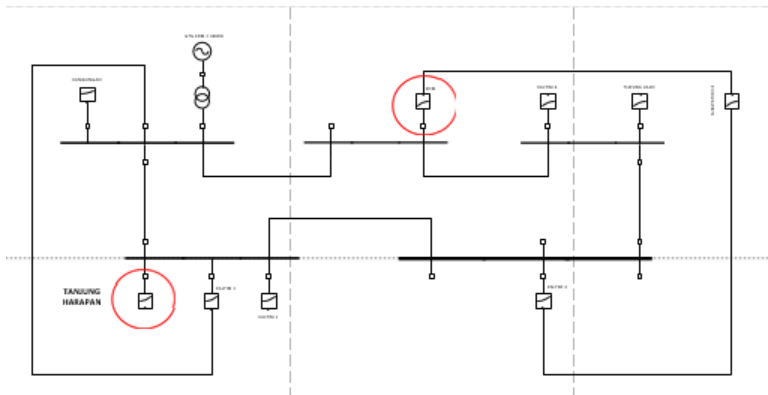
3.1 Sistem Kelistrikan Pabrik Kaltim 1A

Dalam memenuhi kebutuhan suplai daya ke beban-bebannya, Pabrik Kaltim 1A yang terdiri dari unit POPKA dan KPA PT Pupuk Kaltim menggunakan suplai daya dari PT. Kaltim Daya Mandiri (KDM). Sistem distribusi yang digunakan adalah sistem distribusi *radial* dengan tegangan distribusi 33KV, 11KV, dan 6.9KV untuk tegangan menengah, dan 0.5KV untuk tegangan rendah seperti gambar *single line diagram* pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 *Single line diagram* eksisting Pabrik Kaltim 1A

Pabrik Kaltim 1A adalah salah satu pabrik dari beberapa pabrik yang terdapat dalam PT KDM *Utility Center*. Semua pabrik terhubung dengan menggunakan sistem *ring*. *Single line diagram utility center* PT KDM dan posisi Pabrik Kaltim 1A dapat dilihat pada gambar 3.2.



Gambar 3.2 Single line diagram PT KDM Utility Center

3.2 Kapasitas Pembangkitan

Pabrik Kaltim 1A memiliki 2 generator yang memberikan suplai energi ke beban-bebannya. Generator PKT-STG-2 sebesar 30MW merupakan generator milik PT Pupuk Kaltim dan GTG-KDM sebesar 34MW merupakan milik PT Kaltim Daya Mandiri yang sudah terintegrasi dengan *synchronous bus* sistem distribusi *Island* Tanjung Harapan PT Pupuk Kaltim sehingga energi dapat disuplai dengan maksimal. Kapasitas daya generator tersebut dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data kapasitas pembangkit di Pabrik Kaltim 1A

No	ID	Tegangan (KV)	Kapasitas (MW)
1	PKT-STG-2	11	30
2	GTG-KDM	11	34

3.3 Sistem Distribusi Pabrik Kaltim 1A

Pabrik Kaltim 1A menggunakan sistem distribusi radial dengan *synchronous bus* untuk menghubungkan jaringanelistrikan. Terdapat 3 level tegangan pada sistem distribusi *Island* Tanjung Harapan dengan tegangan distribusi 11KV, dan 6.9KV untuk tegangan menengah, dan 0.5KV untuk tegangan rendah seperti dapat dilihat pada tabel 3.2.

Tabel 3.2 Data level tegangan bus di Pabrik Kaltim 1A

No	ID	Tegangan (KV)
1	03-SG-102	11
2	16-SG-101	11
3	HSG-01	11
4	KDM 11 KV	11
5	02-MC-201	6.9
6	10-MC-201	6.9
7	11-SG-101	11
8	MSG-1	6.9
9	LSG-1A	0.525
10	LSG-1B	0.525

Sistem distribusi ini ditunjang oleh 5 transformator untuk menurunkan dan menaikkan tegangan sebelum dilalirkan ke beban. Data transformator yang ada di Pabrik Kaltim 1A dapat dilihat pada tabel 3.3.

Tabel 3.3 Data transformator sistem distribusi di Pabrik Kaltim 1A

No	ID	Kapasitas (MVA)	Tegangan (KV)	%Z	Hubungan
1	02-TR-201	10	11/6.9	6.5	Delta-Wye
2	10-TR-201	3.75	11/6.9	5.5	Delta-Wye
3	TRH-1	7.5	11/6.9	6.5	Delta-Wye
4	TRH-2	1.25	11/0.525	5.75	Delta-Wye
5	TRH-3	1.25	11/0.525	5.75	Delta-Wye

3.4 Data Beban Pabrik Kaltim 1A

Beban yang terdapat pada Pabrik Kaltim 1A terdiri dari motor, *lump*, dan *static load*. Tiga beban *lump* dan satu beban motor dari

keseluruhan beban memiliki kapasitas besar, sedangkan sisanya memiliki kapasitas kecil pada level tegangan rendah atau 0.525 KV. Data dari beban-beban tersebut dapat dilihat pada tabel 3.4.

3.5 Sistem Proteksi Pabrik Kaltim 1A

Dalam jaringan kelistrikan selalu dibutuhkan sistem proteksi yang andal, sehingga ketika terjadi gangguan, sistem proteksi langsung bekerja untuk mengamankan daerah gangguan. Sistem proteksi di Pabrik Kaltim 1A saat ini terkoordinasi menenggunakan rele 50 untuk mengamankan gangguan akibat arus urutan nol, rele 51 untuk mengamankan gangguan akibat arus lebih.

Tabel 3.4 Data beban sistem distribusi di Pabrik Kaltim 1A

No	ID	Kapasitas (MW)	Kapasitas (MVA)	Tegangan (KV)	RPM
1	Cmtr18-1	0,156	0,160	11	1500
2	Load3-2	0,057	0,085	11	-
3	Cmtr20-1	0,103	0,113	6,9	1500
4	Cmtr19-1	0,370	0,404	11	1500
5	Cmtr23-1	4,578	4,957	0.525	1500
6	Load6-1	0,051	0,065	0.525	-
7	Load4-1	0.015	0.02	0.525	-
8	Load5-1	0.015	0.02	0.525	-
9	Mtr283-1	0,09	0.108	0.525	1500
10	Cmtr22-1	0.388	0.423	0.525	1500
11	Cmtr21-1	1,816	1,967	0.525	1500
12	Lump22-1	0,633	0,9	0.525	-
13	Mtr279-1	2,105	2,269	0.525	1500
14	Cmtr28-1	1,967	2,126	6,9	1500
15	Cmtr29-1	0,315	0.345	0.525	1500
16	Cmtr30-1	0,219	0,227	0,525	1500
17	Cmtr31-1	0,149	0,162	0,525	1500
18	Mtr891-1	0,87	0,938	11	1500

BAB 4
PERANCANGAN SISTEM KELISTRIKAN, HASIL SIMULASI
DAN ANALISIS SISTEM PROTEKSI
PABRIK KALTIM 1A
PT. PUPUK KALIMANTAN TIMUR

4.1. Perancangan Sistem Kelistrikan

Rancangan alternatif *power supply switchgear* 11kV pabrik Kaltim 1A dari STG-2 dilakukan dengan pertimbangan:

- Memanfaatkan *spare space breaker* 11kV pada *switchgear* 03-SG-102/STG-2
- Memanfaatkan *power* dari STG-2 dan sistem integrasi melalui *switchgear* 11kV STG-2 dengan *rating busbar* 2500A, 40kA.
- *Load summary* pada *switchgear* STG-2 adalah SWP GAM 1221 dan *auxiliary* STG-2 sebesar 3,4 MW sedangkan kapasitas STG-2 adalah 30 MW, sehingga dapat mengoptimalkan (memanfaatkan) eksese *power* Generator STG-2.
- *Power supply* lebih independen karena mengambil langsung dari *busbar* Generator STG-2 sehingga meningkatkan keandalan *power supply* pabrik Kaltim 1A
- *Power supply* dari *switchgear* STG-2 dapat dioperasikan secara kontinu
- Dengan mengalihkan beban Pabrik Kaltim 1A ke STG-2 maka dapat mengefisienkan biaya utilitas *power* untuk pabrik Kaltim 1A

Pada saat ini, peralatan *spare* yang ada atau kondisi existing adalah pada *switchgear* 11kV 16-SG-101 di Popka tersedia 1 VCB 11kV *spare feeder* (1250A) dan pada *switchgear* 11kV HSG-01 eks KPA tersedia 1 *spare feeder* (1250A). masing-masing satu VCB *spare feeder* dari kedua *switchgear* tersebut akan difungsikan sebagai *coupling* Bus sehingga kedua Busbar menjadi satu kesatuan *switchgear* 11kV pabrik 1A. Kemudian untuk 1 VCB 11kV *spare feeder* lainnya pada *switchgear* 11kV 16-SG-101 difungsikan sebagai incoming alternative *power supply* yang akan diambil dari *switchgear* STG-2.

Pabrik Kaltim-1A plant POPKA

$$\begin{aligned}\text{beban kontinyu} &= 15922,95 \text{ kW} + 7765,955 \text{ kVAr} \\ &= 17715,82 \text{ kVA}\end{aligned}$$

$$\text{beban intermitten} = 206,58 \text{ kW} + 108,51 \text{ kVAr} = 233,34 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned}\text{beban stand - by} &= 6315,38 \text{ kW} + 3342,44 \text{ kVAr} \\ &= 7145,34 \text{ kVATPPL (Total Plant Peak Load)} \\ &= (\text{beban kontinyu} \times 1.0) \\ &+ (\text{beban intermitten} \times 0.3) \\ &= (17715,82 \text{ kVA} \times 1.0) + (233,34 \text{ kVA} \times 0.3) \\ &= 17785,82 \text{ kVA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{TPRL (Total Plant Running Load)} &= (\text{beban kontinyu} \times 1.0) \\ &+ (\text{beban intermitten} \times 0.3) \\ &+ (\text{beban standby} \times 0.1) \\ &= (17715,82 \text{ kVA} \times 1.0) + (233,34 \text{ kVA} \times 0.3) \\ &+ (7145,34 \text{ kVA} \times 0.1) = 18500,356 \text{ kVA}\end{aligned}$$

Pabrik Kaltim-1A plant eks KPA

$$\text{beban kontinyu} = 3868,41 \text{ kW} + 3015,03 \text{ kVAr} = 4904,59 \text{ kVA}$$

$$\text{beban intermitten} = 540,31 \text{ kW} + 345,03 \text{ kVAr} = 641,08 \text{ kVA}$$

$$\text{beban stand - by} = 6671,84 \text{ kW} + 3761,27 \text{ kVAr} = 7659,02 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned}\text{TPPL (Total Plant Peak Load)} &= (\text{beban kontinyu} \times 1.0) \\ &+ (\text{beban intermitten} \times 0.3) \\ &= (4904,59 \text{ kVA} \times 1.0) + (641,08 \text{ kVA} \times 0.3) \\ &= 5096,914 \text{ kVA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
TPRL \text{ (Total Plant Running Load)} &= (\text{beban kontinyu} \times 1.0) \\
&+ (\text{beban intermitten} \times 0.3) \\
&+ (\text{beban standby} \times 0.1) \\
&= (4904,59 \text{ kVA} \times 1.0) + (641,08 \text{ kVA} \times 0.3) \\
&+ (7145,34 \text{ kVA} \times 0.1) = 5862,816 \text{ kVA}
\end{aligned}$$

$$S_{Demand} \text{ Switchgear HSG} - 01 = 5862,816 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned}
S_{Demand} \text{ Switchgear 16} - \text{SG} - 101 \text{ coupling bus} &= 18500,356 \text{ kVA} + 5862,816 \text{ kVA} \\
&= 24363,172 \text{ kVA}
\end{aligned}$$

Tabel 4.1 Load Summary Pabrik Kaltim 1A

PLANT	LOAD SUMMARY (KVA)		
	CONTINUOUS LOAD	INTERMITTEN LOAD	STAND-BY LOAD
POPKA	17715,82	233,34	7145,34
EKS KPA	4904,59	941,08	7659,02

Perhitungan Panjang Kabel

- Estimasi jarak antara output feeder switchgear STG-2 ke sisi incoming switchgear 16-SG-101 melewati tray = 799 m (sudah ditambah 20% dari jarak sebenarnya)
- Estimasi jarak antara spare feeder 16-SG-101 ke spare feeder HSG-01 melewati tray = 247 m (sudah ditambah 20% dari jarak sebenarnya)

Tabel 4.2 Estimasi Panjang Saluran

KE	DARI	ESTIMASI PANJANG SALURAN (KM)
16-SG-101	STG-2	0.799
HSG-01	16-SG-101	0.247

Pehitungan Arus Saluran

Daya beban pada switchgear 16 – SG – 101 = 24363,172 kVA

Daya beban pada switchgear HSG – 01 = 5862,816 kVA

Tegangan = 11 KV

Faktor daya = 0,85

Derating kabel = Kp = 0,85

Panjang kabel = 799 m

Arus saluran (A) pada sistem ini, besarnya arus dapat diperoleh dari persamaan sebagai berikut :

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

Hasil perhitungan pada busbar switchgear 16-SG-101 adalah

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

$$I_L = \frac{24363,172 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11 \text{ kV}} = 1278,734 \text{ A}$$

Berdasarkan PUIL 2000 arus saluran 125% \times IL = 1594,418 A

Pemilihan Penghantar Aspek yang perlu diperhatikan dalam pemilihan kabel/penghantar antara lain:

- Jenis kabel harus sesuai dengan kondisi dan lokasi penggunaan.
- Ukuran kabel harus diperhitungkan terhadap arus beban, arus hubung singkat dan rugi tegangan.

Untuk kabel tegangan menengah 11 kV digunakan jenis kabel TM berisolasi XLPE single core copper berdasarkan: IEC 60502 N2XSY / NA2XSY 8.7/15 (17.5) kV. Dengan karakteristik sebagai berikut: N/NA:

Copper / Aluminium Conductor, 2X: XLPE Insulation, S: Copper Tape Screen, Y: PVC Sheathed Cable yang telah sesuai dengan standar SPLN 42-10: 1993. Dari data dan perhitungan telah diperoleh nilai arus nominal di sisi busbar 16-SG-101 sebesar 1278,734 A dan arus running normal sebesar 699 A, maka kabel power yang kita gunakan untuk sisi 16-SG-101 adalah 3 X N2XSY 400 mm².

$$\text{ampasitas kabel} = 819 \text{ A}$$

$$\text{total ampasitas} = N \times A \times d2$$

$$3 \times 819 \times 0.865 = 2088,45 \text{ A}$$

Hasil perhitungan pada busbar switchgear HSG-1 adalah

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

$$I_L = \frac{5862,816 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11 \text{ KV}} = 307,718 \text{ A}$$

Berdasarkan PUIL 2000 arus saluran 125% x I_L = 384,647 A

Pemilihan Penghantar Aspek yang perlu diperhatikan dalam pemilihan kabel/penghantar antara lain:

- Jenis kabel harus sesuai dengan kondisi dan lokasi penggunaan.
- Ukuran kabel harus diperhitungkan terhadap arus beban, arus hubung singkat dan rugi tegangan.

Untuk kabel tegangan menengah 11 kV digunakan jenis kabel TM berisolasi XLPE N2XSY / NA2XSY 8.7/15 (17.5) kV. Dengan karakteristik sebagai berikut: N/NA: Copper / Aluminium Conductor, 2X: XLPE Insulation, S: Copper Tape Screen, Y: PVC Sheathed Cable yang telah sesuai dengan standar SPLN 42-10: 1993. Dari data dan perhitungan telah diperoleh nilai arus nominal di sisi busbar HSG-1 sebesar 307,718 A maka kabel power yang kita gunakan untuk sisi HSG-01 adalah 1 X N2XSY 240 mm².

$$\text{ampasitas kabel} = 627 \text{ A}$$

$$total\ ampasitas = N \times A \times d2$$

$$1 \times 627 \times 0.865 = 542,355\ A$$

Tabel 4.3 Arus Saluran

DARI	KE	ARUS (A)
STGE-2	16-SG-101	1,279
16-SG-101	HSG-01	307.718

Drop Tegangan

Untuk penentuan jenis penghantar pun harus memperhatikan tegangan jatuh (drop voltage). Drop voltage yang diperbolehkan pada sistem ini mengacu pada standar susut tegangan PLN, yaitu harus lebih kecil dari 5%. Untuk mendapatkan besarnya tegangan jatuh pada saluran kita harus melihat data dari kabel yang akan kita gunakan.

Tegangan jatuh dari saluran 16-SG-101:

$$\cos \varphi = 0,85$$

$$\sin \varphi = 0,526$$

$$L = 799\ m$$

$$L \times R = 0,799 \times 0.047 = 0,0375\ ohm/km$$

$$L \times X = 0,799 \times 0,271 = 0,2165\ ohm/km$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I_{LL} \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{V_{ll}} \times 100\%$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 1278,734 \times 0,799 \times (0,047 \times 0,85 + 0,271 \times 0,526)}{11KV} \times 100\%$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 1278,734 \times (0,0375 \times 0,85 + 0,2165 \times 0,526)}{11KV} \times 100\%$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 1278,734 \times 0,145754}{11KV} \times 100\% = 2.93 \%$$

Tegangan jatuh dari saluran HSG-01

$$\cos \varphi = 0,85$$

$$\sin \varphi = 0,526$$

$$L = 247,2 \text{ m}$$

$$L \times R = 0,247 \times 0.0754 = 0,0186 \text{ ohm/km}$$

$$L \times X = 0,247 \times 0,288 = 0,0711 \text{ ohm/km}$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I_{LL} \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{V_{LL}} \times 100\%$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 307,718 \times 0,247 \times (0.0754 \times 0,85 + 0,288 \times 0,526)}{11 \text{ KV}} \times 100\%$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 307,718 \times (0,0186 \times 0,85 + 0,0711 \times 0,526)}{11 \text{ KV}} \times 100\%$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 307,718 \times 0,215578}{11 \text{ KV}} \times 100\% = 1,04\%$$

Tabel 4.4 Electrical Summary Kaltim 1A

KE	DARI	TEGANGAN SISTEM (V)	ARUS SALURAN (KM)	SIZE (mm2)	DV (%)
16-SG-101	STG-2	11	0.799	400	2.93
HSG-01	16-SG-101	11	0.247	240	1.04

Circuit Breaker

Untuk sistem pengamanan yang digunakan pada perancangan system kelistrikan yaitu Circuit Breaker (CB), yang disesuaikan dengan daya

yang akan disalurkan. Pengaman ini hanya memproteksi atau melindungi kabel dari gangguan arus lebih atau arus hubung singkat. Berikut hal-hal dalam menentukan jenis dan kapasitas CB yang akan digunakan yaitu:

- Berapa besar nilai daya yang akan di distribusikan melalui penghantar tersebut, yang kemudian dapat dihitung dan diketahui nilai I_{fl} .
- Dalam penentuan kapasitas CB, kemampuan arus hubung singkat dan respon terhadap waktu harus diperhatikan.
- Sesuaikan kapasitas CB yang diperoleh dengan I_{fl} penghantar dan luas penampang penghantar.

Perhitungan proteksi pada main switchgear 16-SG-101

$$I_{fl} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

$$I_{fl} = \frac{24363,172 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11 \text{ kV}} = 1278,734 \text{ A}$$

$$I_{nominal \text{ CB}} = I_{fl} \times 125\%$$

$$1278,734 \text{ A} \times 125\% = 1594,418 \text{ A}$$

Arus nominal proteksi yang ditentukan = 2000 A

Arus hubung singkat pada penghantar :

$$I_{sc} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} \times \sqrt{R^2 + X^2}} \text{ (A)}$$

$$I_{sc} = \frac{11 \text{ KV}}{\sqrt{3} \times \sqrt{0,047^2 + 0,271^2}} = 23,09 \text{ kA}$$

Arus hubung singkat pada pemutus :

$$I_{sc} = \frac{K \times A}{\sqrt{t}} \text{ (A)}$$

$$I_{sc} = \frac{135 \times 400}{\sqrt{0,5}} = 76,3 \text{ kA}$$

Dari hasil perhitungan diatas, dibutuhkan pengadaan VCB 11kV spare feeder baru disisi output switchgear 03-SG-102. Sedangkan pada sisi switchgear 16-SG-101 VCB 11kV spare feeder yang tersedia (1250A 40kA), tidak cukup kapasitasnya jika difungsikan sebagai incoming dari switchgear 03-SG-102 sehingga dibutuhkan pengadaan 2 VCB 11kV spare baru dengan rating 2000A 40kA. Sehingga VCB 11kV spare feeder pada switchgear 16-SG-101 dapat difungsikan sebagai coupling Bus ke sisi switchgear HSG-01 sehingga kedua Busbar menjadi satu kesatuan switchgear 11kV pabrik 1A.

Perhitungan proteksi pada main switchgear HSG-01

$$I_{fl} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_{LL}}$$

$$I_{fl} = \frac{5862,816 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11 \text{ KV}} = 307,718 \text{ A}$$

$$I_{nominal \text{ CB}} = I_{fl} \times 125\%$$

$$307,718 \text{ A} \times 125\% = 384,647 \text{ A}$$

Arus nominal proteksi yang ditentukan = 1250 A

Arus hubung singkat pada penghantar:

$$I_{sc} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} \times \sqrt{R^2 + X^2}} \text{ (A)}$$

$$I_{sc} = \frac{11 \text{ KV}}{\sqrt{3} \times \sqrt{0.0754^2 + 0.288^2}} = 21,33 \text{ kA}$$

Arus hubung singkat pada pemutus:

$$I_{sc} = \frac{K \times A}{\sqrt{t}} \text{ (A)}$$

$$I_{sc} = \frac{135 \times 240}{\sqrt{0,5}} = 45,82 \text{ kA}$$

Dari hasil perhitungan tersebut, untuk sarana coupling switchgear 11kV Pabrik 1A tidak membutuhkan pengadaan breaker feeder (VCB) lagi, karena spare yang sudah tersedia baik disisi switchgear 16-SG-101 maupun disisi switchgear HSG-01 dengan rating 1250 A masih mencukupi. Dengan adanya coupling Bus ini, maka switchgear 16-SG-101 dan switchgear HSG-01 akan menjadi satu busbar Kaltim 1A.

Tabel 4.5 Rating Circuit Breaker

CIRCUIT BREAKER	TEGANGAN SISTEM (kV)	ARUS SALURAN (A)	RATING CB
VCB-1 & VCB-2	11	1594.418	2000A/40kA
VCB-3 & VCB-4	11	384,647	1250A/40kA

4.2 Analisa Short Circuit Sistem Kelistrikan Baru

Analisa Short Circuit pada sistem kelistrikan baru Pabrik Kaltim 1A dilakukan dengan pemodelan sistem kelistrikan dengan cara membuat *single line diagram* pada *software* simulasi ETAP. Langkah awal pembuatan *single line diagram* tersebut adalah pengumpulan data yang meliputi data kabel, transformator, generator, *bus*, relay *eksisting* dan sistem pentanahan.

Dari pembuatan *single line diagram* tersebut dapat diketahui sistem kelistrikan Pabrik Kaltim 1A yang baru. Setelah pemodelan selesai, dilakukan studi hubung singkat untuk mengetahui nilai arus yang mengalir pada sistem dan dapat diketahui apakah rating existing busbar masih mampu menopang sistem kelistrikan yang baru.

Dari hasil simulasi dapat diperoleh data hubung singkat di masing-masing busbar, dan dibandingkan dengan rating existing busbar Pabrik Kaltim 1A dilampirkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Hasil short circuit calculation ETAP 12.6.

HASIL SIMULASI SHORT CIRCUIT CALCULATION

PLANT	BUSBAR		CALCULATION RESULT	EQUIPMENT RATING	
	SWITCHGEAR	BUS VOLTAGE	Ik(kA)	Icb(kA)	Ibus(kA)
POPKA	16-SG-101	11000	18,56	40	42
	11-SG-101	11000	17,9	31	31
	02-MC-201	6900	11,05	15	15
	10-MC-201	6900	7,73	10	10
KPA	HSG-01	11000	17,24	40	40
	MSG-01	6900	9,85	25	25
	LSG-1A	525	28,95	30	30
	LSG-1B	525	28,95	30	30
STG-2	03-SG-102	11000	21,33	40	40

- Dari hasil short circuit calculation ETAP 12.6.0. besar arus short circuit di masing-masing busbar masih berada dibawah nilai rating existing busbar di pabrik Kaltim 1A.
- Dari hasil short circuit calculation ETAP 12.6.0. dapat dilihat bahwa alternative power dari switchgear 03-SG-102 STG-2 dapat diimplementasikan
- Untuk mempertahankan kehandalan pabrik, dan menghindari shutdown disalah satu pabrik maka dapat dilakukan beberapa alternatif yaitu dengan tetap memakai power dari switchgear KDM pada salah satu switchgear POPKA atau KPA.

4.3 Sistem Koordinasi Proteksi Pabrik Kaltim 1A

Perancangan sistem proteksi pada Pabrik Kaltim 1A dilakukan dengan pemodelan sistem kelistrikan dengan cara membuat *single line diagram* pada *software* simulasi ETAP. Langkah awal pembuatan *single line diagram* tersebut adalah pengumpulan data yang meliputi data kabel, transformator, generator, *bus*, relay *eksisting* dan sistem pentanahan.

Dari pembuatan *single line diagram* tersebut dapat diketahui sistem kelistrikan *eksisting*. Setelah pemodelan selesai, dilakukan studi hubung singkat untuk mengetahui nilai arus yang mengalir pada sistem dan selanjutnya dilakukan perhitungan koordinasi proteksi.

4.4 Skema Koordinasi Pada Pabrik Kaltim 1A

Untuk mempermudah dalam *setting* koordinasi relay, maka dipilih tipikal yang mewakili koordinasi pada sistem kelistrikan Pabrik Kaltim 1A. Berikut merupakan tipikal koordinasi yang ditampilkan dalam tugas akhir ini, antara lain:

4.4.1 Tipikal 1: Bus 16-SG-101 Hingga Beban Load3-2

Koordinasi relay arus lebih fasa (50/51) mulai beban load3-2 0.525kV hingga Main Bus POPKA 16-SG-101. Relay yang dikoordinasikan adalah LVCB 124-1, relay HVCB 123-1, dan relay HVCB 120-1, dan relay HVCB 119-1. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay dari beban terbesar langsung menuju ke Main Bus 16-SG-101 .

4.4.2 Tipikal 2: Generator Hingga Bus 02-TR-201

Koordinasi relay arus lebih fasa (50/51) mulai Bus 02-TR-201 11kV hingga relay HVCB INCG_03-SG-101. Relay yang dikoordinasikan adalah relay HVCB 119-1, relay HVCB 21-1, Relay HVCB 20-1, dan relay HVCB INCG_03-SG-101. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay dari Bus 02-TR-201 langsung ke Gen STG-2.

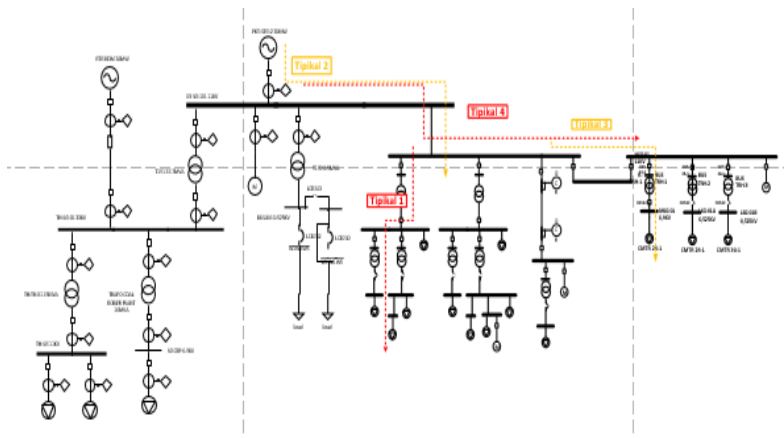
4.4.3 Tipikal 3: Bus HSG-01 Hingga Beban Cmtr28-1

Koordinasi relay arus lebih fasa (50/51) mulai beban Cmtr28-1 6,9kV hingga Main Bus KPA HSG-01. Relay yang dikoordinasikan adalah HVCB 532-1, relay HVCB 533-1, relay HVCB 2-1, dan relay HVCB 3-1. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay dari beban terbesar langsung menuju ke Main Bus KPA HSG-01

4.4.4 Tipikal 4: Generator Hingga Bus HSG-01

Koordinasi relay arus lebih fasa (50/51) mulai Bus HSG-01 11kV hingga relay HVCB INCG_03-SG-101. Relay yang dikoordinasikan adalah relay HVCB 2-1, relay HVCB 3-1, Relay HVCB 21-1, relay HVCB 20-1 dan relay HVCB INCG_03-SG-101. Pemilihan tipikal ini berdasarkan koordinasi relay dari Main Bus KPA HSG-01 langsung ke Gen STG-2.

Secara umum, tipikal koordinasi proteksi yang dibahas dalam tugas akhir ini dapat diilustrasikan melalui Gambar 4.1 berikut ini.



Gambar 4.1 Ilustrasi Tipikal Koordinasi Proteksi

4.5 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat

Dilakukan analisis hubung singkat (*short circuit*) menggunakan *software* ETAP sebagai dasar untuk menentukan *setting* relay arus lebih. Dalam analisis arus hubung singkat ini, terdapat dua parameter yang digunakan yaitu arus hubung singkat maksimum dan arus hubung singkat minimum. Arus hubung singkat maksimum terjadi saat adanya hubung singkat pada ketiga fasa pada saluran. Sedangkan, arus hubung singkat minimum terjadi saat adanya hubung singkat antar fasa pada saluran

4.5.1 Hubung Singkat Minimum 30 cycle

Hubung singkat minimum ini digunakan sebagai batasan *pickup* (*setting*) relay arus lebih instan. Sehingga diharapkan apabila ada gangguan hubung singkat pada arus gangguan minimum, relay tersebut dapat bekerja dengan instan (*definite time*) atau sesuai dengan *time delay* yang telah ditentukan. Hasil dari simulasi hubung singkat minimum 30 *cycle* dilampirkan pada Tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4.7 Data hubung singkat minimum 30 *cycle*

No	Bus	Tegangan (kV)	Isc Min (kA)
1	03-SG-102	11	6,62
2	16-SG-101	11	5,88
3	HSG-01	11	5,67
4	KDM 11 KV	11	
5	02-MC-201	6,9	4,61
6	10-MC-201	6,9	3,99
7	11-SG-101	11	5,79
8	MSG-1	6,9	4,34
9	LSG-1A	0,525	19,84
10	LSG-1B	0,525	19,84
11	T-40	6,9	4,89
12	158-1	0,525	21,86

4.5.2 Hubung Singkat Maksimum 1/2 *cycle*, 4 *cycle*, dan 30 *cycle*

Hubung singkat maksimum 1/2 *cycle* digunakan untuk *setting* waktu delay, hubung singkat ini digunakan apabila terdapat relay yang memiliki perbedaan tegangan. Hubung singkat maksimum 4 *cycle* digunakan untuk *setting* relay dengan *setting* waktu delay 0.08s-0.5s. Sedangkan hubung singkat maksimum 30 *cycle* digunakan untuk *setting* waktu delay 0.6s ke atas. Hubung singkat maksimum ini digunakan sebagai batasan arus hubung singkat terbesar yang mungkin terjadi. Hasil dari simulasi hubung singkat maksimum 1/2 *cycle*, 4 *cycle*, dan 30 *cycle* dilampirkan pada Tabel 4.2 di bawah ini.

Tabel 4.8 Data hubung singkat maksimum 1/2 *cycle*, 4 *cycle*, dan 30 *cycle*

No	Bus	Tegangan (kV)	1/2 cycle	4 cycle	30 cycle
1	03-SG-102	11	21,33	18,24	6,37
2	16-SG-101	11	18,56	15,58	5,77
3	HSG-01	11	17,24	14,56	5,59
4	KDM 11 KV	11			
5	02-MC-201	6.9	11,05	9,14	4,89
6	10-MC-201	6.9	7,73	6,87	4,29
7	11-SG-101	11	17,9	15,1	5,7
8	MSG-1	6.9	9,85	8,47	4,63
9	LSG-1A	0.525	28,95	26,93	22,27
10	LSG-1B	0.525	28,95	26,16	22,27
11	T-40	6,9	11,05	9,55	7,53
12	158-1	0,525	30,16	26,11	21,34

4.6 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa

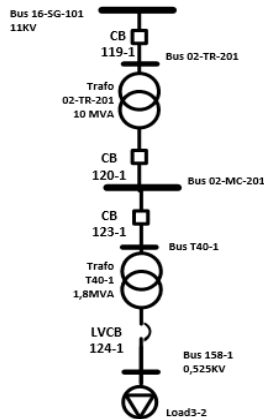
Koordinasi relay arus lebih gangguan fasa adalah pemilihan pada peralatan pengaman yang bertujuan untuk mengisolasi sistem yang terjadi gangguan arus lebih fasa saja. Gangguan dapat berupa *over load* maupun *short circuit*. Sehingga perancangan koordinasi proteksi yang tepat akan menjamin kehandalan dan kontinuitas proses industri.

Pada sistem koordinasi ini dilakukan pengaturan *setting* arus dan waktu pada relay arus lebih (50/51). Parameter yang dihitung adalah nilai *low set*, *high set*, dan *time dial*. Sedangkan untuk *time delay* dipilih *grading time* 0,2s – 0.4s antara relay utama dengan relay *back up* dengan harapan relay-relay tidak bekerja secara bersamaan saat terjadi gangguan.

Untuk memastikan ketepatan *setting* arus dan waktu yang telah dihitung, dilakukan plot *Time Current Curve* pada *Star-Protective Device Coordination* yang terdapat pada ETAP. Koordinasi relay yang baik dan benar harus memperhitungkan relay yang berada di atasnya atau dibawahnya agar tidak berpotongan.

4.3.1 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1

Tipikal 1 terdiri dari 4 *Circuit Breaker*. Satu LVCB dan tiga HVCB yang digerakkan menggunakan relay. Relay yang dikoordinasika antara lain Relay HVCB 123-1, Relay HVCB 120-1 dan Relay HVCB 119-1



Gambar 4.2 Tipikal koordinasi 1

Dalam penentuan setting arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

- **LVCB Load 3-2**

Manufacturer : Westinghouse
Model : DB-75 (LS 5-10x)
 FLA Load 3-2 : 1979 A
 Isc min BusLV 158-1 : 19,46kA (0.525 kV)
 Isc max BusLV 158-1 : 30,16 kA (0,525 kV)

- **Long Time Pickup**

$$1,05 \times \text{FLA Load 3-2} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Load 3-2}$$

$$1,05 \times 1979 < \text{Iset} < 1,4 \times 1979$$

$$2077,95 < \text{Iset} < 2770,0$$

Dipilih Iset = 2100 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{2100}{2000} = 1,05$$

- **Long Time Band**

Dipilih waktu operasi (t_d) = 20 s

- **Short Time Pickup**

$$1,6 \times \text{FLA Load 3-2} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min BusLV Load 3-2}$$

$$1,6 \times 1979 < I_{set} < 0,8 \times 19420$$

$$3166,40 < I_{set} < 15536$$

Dipilih $I_{set} = 10000 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{10000}{2000} = 5$$

- Time Delay (short time band)

Dengan frekuensi 50 Hz, maka satu cycle = 0,02 sekon

Maka, dipilih setting TDS sebesar 30 cycles = 0,5 sekon

• **Relay HVCB 123-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA primer Trafo T40-1 : 150,60 A

Inrush Trafo T40-1 : 1205 A

CT Ratio : 250 / 5

I_{sc} min Bus T40-1 : 4,61 kA (6,9 kV)

I_{sc} max Bus T40-1 : 11,05 kA (6,9 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 150,60 < I_{set} < 1,4 \times 150,60$$

$$158,13 < I_{set} < 210,84$$

Dipilih $I_{set} = 200 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{200}{250} = 0,8$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{K \times TDS}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]}$$

sesuai dengan datasheet relay ALSTOM P343

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,1 \times \left[\left(\frac{11050}{200} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,0597$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,2

- *Instantaneous Pickup*

$$1,6 \times \text{FLA} < I_{\text{set}} < 0,8 \times \text{Isc min Bus}$$

$$1,6 \times 150,60 < I_{\text{set}} < 0,8 \times 4610$$

$$240,96 < I_{\text{set}} < 3688$$

Dipilih Iset = 2500 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{2500}{250} = 10$$

- *Time Delay*

$$\text{Isc Max}_2 \times \frac{kV_2^2}{kV_1} < I_{\text{set}} < 0,8 \text{ Isc min}_1$$

$$11,05 \times \frac{0,525^2}{6,9} < I_{\text{set}} < 0,8 \times 4610$$

$$875 < I_{\text{set}} < 3668$$

Karena memenuhi syarat tersebut, maka dipilih *time delay* = 0,1s

• **Relay CB 120-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA total beban : 836,60 A

CT Ratio : 1000 / 5

Isc min Bus 02-MC-201 : 4,61 kA (6,9 kV)

Isc max Bus 02-MC-201 : 11,05 kA (6,9 kV)

- *Time Overcurrent Pickup*

$$1,05 \times \text{FLA total beban} < I_{\text{set}} < 1,4 \times \text{FLA total beban}$$

$$1,05 \times 836,60 < I_{\text{set}} < 1,4 \times 836,60$$

$$878,43 < I_{\text{set}} < 1171$$

Dipilih Iset = 900 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{900}{1000} = 0,9$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = \text{TDS} \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{11050}{900} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = 0,1102$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,15

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA} < I_{\text{set}} < 0,8 \times I_{\text{sc min Bus Output}}$$

$$1338,56 < I_{\text{set}} < 3668$$

Dipilih $I_{\text{set}} = 3500 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{3500}{1000} = 3,5$$

- Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3s

• **Relay HVCB 119-1**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA primer Trafo 02-TR-201	: 524,9A
<i>Inrush</i> Trafo 02-TR-201	: 3149 A
<i>CT Ratio</i>	: 600 / 5
Isc min Bus 02-TR-201	: 5,88 kA (11 kV)
Isc max Bus 02-TR-201	: 18,56 kA (11 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 524,9 < I_{set} < 1,4 \times 524,9$$

$$551,15 < I_{set} < 734,86$$

Dipilih $I_{set} = 600 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{600}{600} = 1$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{K \times TDS}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]}$$

sesuai dengan datasheet relay ALSTOM P343

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,1 \times \left[\left(\frac{18560}{600} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,0507$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,15

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Bus}}$$

$$1,6 \times 524,9 < I_{set} < 0,8 \times 5880$$

$$839,84 < I_{set} < 4704$$

Dipilih $I_{set} = 4200 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4200}{600} = 7$$

- Time Delay

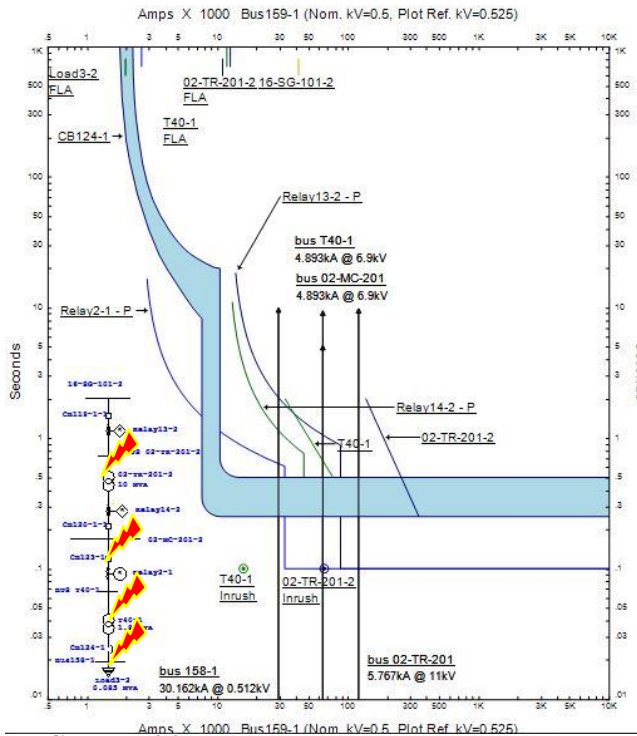
$$I_{sc \text{ Max } 2} \times \frac{kV_2}{kV_1} < I_{set} < 0,8 I_{sc \text{ min } 1}$$

$$18,56 \times \frac{6,9}{11} < I_{set} < 0,8 \times 5880$$

$$1164 < I_{set} < 4704$$

Karena memenuhi syarat tersebut, maka dipilih *time delay* = 0,1s

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 1 ditunjukkan pada Gambar 4.3 berikut.



Gambar 4.3 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 1

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar di atas, dapat disimpulkan bahwa:

- LVCB load3-2 berfungsi sebagai pengaman gangguan yang terjadi pada Bus 158-1 dan *backup* saat terjadi gangguan pada salah satu peralatan yang berada di dalam *lumped load*.

- Relay HVCB 123-1 berfungsi sebagai pelindung trafo T40-1 pada sisi primer terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada Bus T40-1. Selain itu relay ini berfungsi juga sebagai *backup* LVCB load3-2 apabila gagal bekerja. Apabila terjadi arus hubung singkat maksimum pada bus T40-1, maka relay ini tetap bekerja terlebih dahulu.
- Relay HVCB 120-1 berfungsi sebagai pengaman apabila terjadi fault pada bus 02-MC-201 dan sebagai *backup* relay HVCB 123-1 apabila gagal bekerja saat terjadi gangguan pada bus T40-1.
- Relay HVCB 119-1 berfungsi sebagai pengaman apabila terjadi fault pada bus 02-TR-201 dan sebagai *backup* relay HVCB 120-1 apabila gagal bekerja saat terjadi gangguan pada bus 02-MC-201

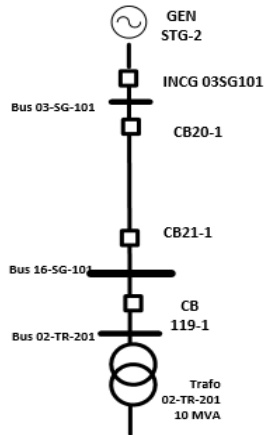
Untuk lebih memperjelas koordinasi relay pengaman yang bekerja, Tabel 4.9 menunjukkan urutan kerja relay saat *bus-bus* pada tipikal 1 diberi gangguan hubung singkat maksimum.

Tabel 4.9 Koordinasi relay saat gangguan di bus tipikal 1

<i>Bus Fault</i>	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	<i>Backup</i>	Arus (kA)	Waktu (s)
Bus 158-1	LVCB load3-2	26,84	0,5	Relay CB 123-1	1,991	0,595
Bus T40-1	Relay CB123-1	4,893	0,1	Relay CB 120-1	4,893	0,3
Bus 02-MC-201	Relay CB 120-1	4,893	0,3	Relay CB 119-1	3,069	0,633
Bus 02-TR-201	Relay CB 119-1	5,767	0,1	Dijelaskan di tipikal berikutnya		

4.3.2 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2

Tipikal 2 terdiri dari 4 *High Voltage Circuit Breaker* yang digerakkan menggunakan relay. Relay yang dikoordinasikan antara lain Relay CB 119-1, relay CB 21-1, relay CB 20-1, dan Relay INCG_03SG101



Gambar 4.4 Tipikal koordinasi 2

Dalam penentuan setting arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

- **Relay HVCB 119-1**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA primer Trafo 02-TR-201	: 524,9A
<i>Inrush</i> Trafo 02-TR-201	: 3149 A
<i>CT Ratio</i>	: 600 / 5
Isc min Bus 16-SG-101	: 5,88 kA (11 kV)
Isc max Bus 16-SG-101	: 18,56 kA (11 kV)

- **Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 524,9 < \text{Iset} < 1,4 \times 524,9$$

$$551,15 < \text{Iset} < 734,86$$

Dipilih Iset = 600 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{600}{600} = 1$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{K \times TDS}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]}$$

sesuai dengan datasheet relay ALSTOM P343

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,1 \times \left[\left(\frac{18560}{600} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,0163$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,15

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Bus}}$$

$$1,6 \times 524,9 < I_{set} < 0,8 \times 5880$$

$$839,84 < I_{set} < 4704$$

Dipilih $I_{set} = 4200 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4200}{600} = 7$$

- Time Delay

$$\frac{I_{sc \text{ Max } 2} \times \frac{kV^2}{kV_1}}{kV_1} < I_{set} < 0,8 I_{sc \text{ min } 1}$$

$$\frac{18,56 \times \frac{6,9}{11}}{11} < I_{set} < 0,8 \times 5880$$

$$1164 < I_{set} < 4704$$

Karena memenuhi syarat tersebut, maka dipilih *time delay* = 0,1s

- **Relay CB 21-1**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA Bus 16-SG-101	: 1566,9 A
<i>CT Ratio</i>	: 2000 / 5
Isc min Bus 03-SG-101	: 5,88 kA (11 kV)
Isc max Bus 03-SG-101	: 18,56 kA (11 kV)

- **Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 1566,9 < \text{Iset} < 1,4 \times 1566,9$$

$$1645,25 < \text{Iset} < 2193,66$$

Dipilih Iset = 1700 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{1700}{2000} = 0,85$$

- **Time Dial**

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,5 s

$$t_d = \text{TDS} \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{1}{\text{Iset}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{\text{Ifault}}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{18560}{1700} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = 0,1748$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,075 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- **Instantaneous Pickup**

$$1,6 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min Main Bus}$$

$$2507,04 < \text{Iset} < 4707$$

Dipilih Iset = 4500 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{4500}{2000} = 2,25$$

- Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,5s

• **Relay CB 20-1**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA Bus 16-SG-101	: 1566,9 A
<i>CT Ratio</i>	: 2000 / 5
Isc min Bus 16-SG-101	: 5,88 kA (11 kV)
Isc Bus 16-SG-101	: 18,56 kA (11 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA} < I_{\text{set}} < 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 1566,9 < I_{\text{set}} < 1,4 \times 1566,9$$

$$1645,25 < I_{\text{set}} < 2193,66$$

Dipilih $I_{\text{set}} = 1700 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{1700}{2000} = 0,85$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,5 s

$$t_d = \text{TDS} \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{18560}{1700} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = 0,1748$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,45 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min Main Bus}$$

$$2507,04 < \text{Iset} < 4707$$

Dipilih Iset = 4500 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{4500}{2000} = 2,25$$

- Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,5s

• **Relay CB INCG 03SG-101**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA : 1772 A

CT Ratio : 2500 / 5

Isc min Bus 03-SG-101 : 6,62 kA (11 kV)

Isc max Bus 03-SG-101 : 21,33 kA (11 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA STG} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA Gen 1}$$

$$1,05 \times 1772 < \text{Iset} < 1,4 \times 1772$$

$$1861,55 < \text{Iset} < 2482,06$$

Dipilih Iset = 1900 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT}_{\text{primary}}} = \frac{1900}{2500} = 0,76$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,7 s

$$t_d = \text{TDS} \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^{\alpha} - 1 \right]} + L \right]$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{\text{Iset}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,7 \times \left[\left(\frac{21330}{1900} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,2477$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,425 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- *Instantaneous Pickup*

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min Bus Blok A}$$

$$2836,64 < I_{set} < 5296$$

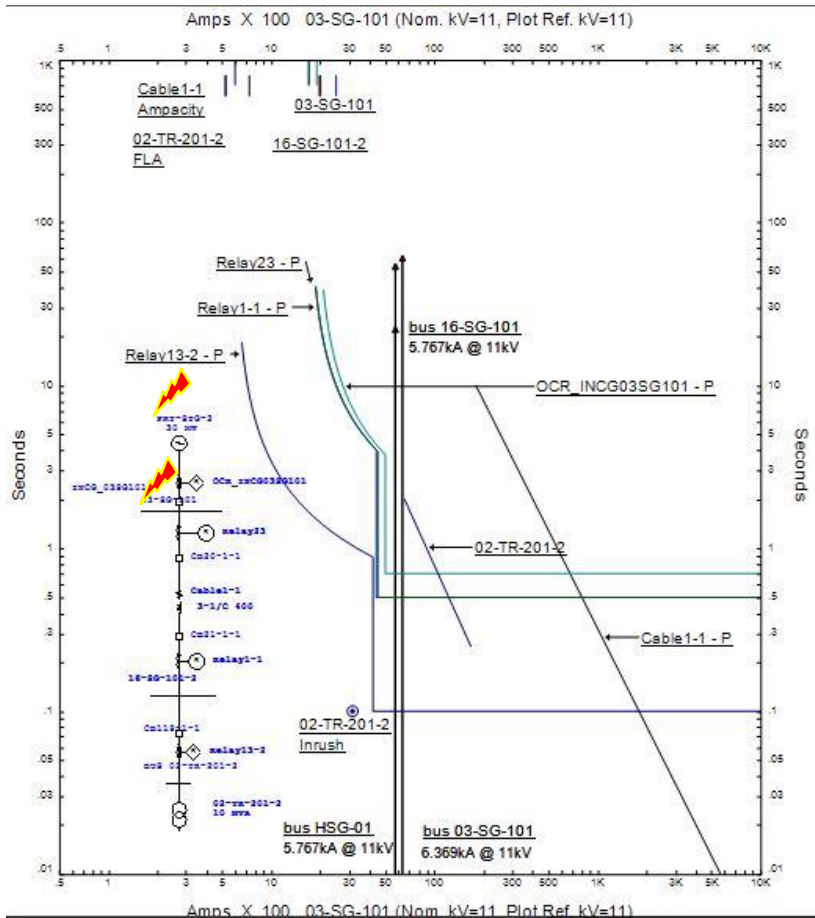
Dipilih $I_{set} = 5000 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{5000}{2500} = 2$$

- *Time Delay*

Dipilih $time\ delay = 0,7s$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 2 ditunjukkan pada Gambar 4.5 berikut.



Gambar 4.5 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 2

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar di atas, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay CB 21-1 berfungsi sebagai pelindung Bus 16-SG-101 terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada Bus tersebut.
- Relay CB 20-1 memiliki posisi yang sama terhadap relay CB 21-1 sehingga saat ada gangguan di Bus 16-SG-101, CB 20-1 akan trip bersamaan dengan CB 21-1.

- Relay INCG_03-SG101 ini berfungsi sebagai pengaman saat Main Bus 03-SG-101 mengalami gangguan dan sebagai backup Relay CB20-1.

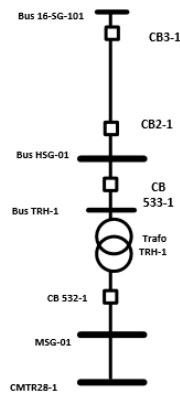
Untuk lebih memperjelas koordinasi relay pengaman yang bekerja, Tabel 4.10 menunjukkan urutan kerja relay saat *bus-bus* pada tipikal 2 diberi gangguan hubung singkat maksimum.

Tabel 4.10 Koordinasi relay saat gangguan di *bus* tipikal 2

<i>Bus Fault</i>	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	Backup	Arus (kA)	Waktu (s)
Bua 02-TR-101	Relay CB 119-1	5,767	0,1	Relay CB 21-1 dan Relay CB 20-1	5,76	0,5
Bus 16-SG-101	Relay CB 21-1 dan Relay CB 20-1	5,767	0,5	Relay CB INCG_03-SG-101	5,767	0,7

4.3.3 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3

Tipikal 3 terdiri dari 4 *High Voltage Circuit Breaker* yang digerakkan menggunakan relay overcurrent.. Relay yang dikoordinasikan antara lain relay CB532-1, relay CB533-1, relay CB2-1, dan relay CB3-1.



Gambar 4.6 Tipikal Koordinasi 3

Dalam penentuan setting arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

• **Relay HVCB 532-1**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA Bus MSG-01	: 627,60A
<i>CT Ratio</i>	: 800 / 5
Isc min Bus MSG-01	: 4,34 kA (6,9 kV)
Isc max Bus MSG-01	: 6,99 kA (6,9 kV)

- **Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 627,60 < I_{set} < 1,4 \times 627,60$$

$$658,98 < I_{set} < 878,64$$

Dipilih $I_{set} = 720 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{720}{800} = 0,9$$

- **Time Dial**

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = \frac{K \times TDS}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]}$$

sesuai dengan datasheet relay ALSTOM P343

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{6990}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,0996$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,175

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 0,8 \times \text{Isc min Bus}$$

$$1,6 \times 627,60 < \text{Iset} < 0,8 \times 4340$$

$$1004,16 < \text{Iset} < 3472$$

Dipilih Iset = 3200 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{3200}{800} = 4$$

- Time Delay

Dipilih time delay = 0,3s

• **Relay HVCB 533-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : Standard Inverse

FLA primer Trafo TRH-1 : 393,6 A

Inrush Trafo TRH-1 : 3149 A

CT Ratio : 500 / 5

Isc min Bus TRH-1 : 5,67 kA (11 kV)

Isc max Bus TRH-1 : 17,24 kA (11 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA}$$

$$1,05 \times 393,6 < \text{Iset} < 1,4 \times 393,6$$

$$413,28 < \text{Iset} < 551,04$$

Dipilih Iset = 450 A

$$\text{Tap} = \frac{\text{Iset}}{\text{CT primary}} = \frac{450}{500} = 0,9$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,1 s

$$t_d = \frac{K \times \text{TDS}}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^a - 1 \right]}$$

sesuai dengan datasheet relay ALSTOM P343

$$t_d = \text{TDS} \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{\text{Iset}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,1 \times \left[\left(\frac{17240}{450} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,0540$$

Maka, dipilih setting TDS sebesar 0,275

- *Instantaneous Pickup*

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Bus}}$$

$$1,6 \times 393,6 < I_{set} < 0,8 \times 5670$$

$$629,76 < I_{set} < 4536$$

Dipilih $I_{set} = 3425 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{3425}{500} = 6,85$$

- *Time Delay*

$$I_{sc \text{ Max } 2} \times \frac{kV_2^2}{kV_1} < I_{set} < 0,8 I_{sc \text{ min } 1}$$

$$17,24 \times \frac{6,9}{11} < I_{set} < 0,8 \times 5670$$

$$1081 < I_{set} < 4536$$

Karena memenuhi syarat tersebut, maka dipilih *time delay* = 0,1s

• **Relay CB 2-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA Bus HSG-101 : 651 A

CT Ratio : 800 / 5

Isc min Bus HSG-01 : 5,67 kA (20 kV)

Isc max Bus HSG-01 : 17,24 (20 kV)

- *Time Overcurrent Pickup*

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 651 < I_{set} < 1,4 \times 651$$

$$683,55 < I_{set} < 911,40$$

Dipilih Iset = 720 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{720}{800} = 0,9$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = \text{TDS} \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{\text{set}}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$\text{TDS} = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{\text{fault}}}{I_{\text{set}}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{17240}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$\text{TDS} = 0,1405$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,225 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA} < I_{\text{set}} < 0,8 \times I_{\text{sc min Main Bus}}$$

$$1041,60 < I_{\text{set}} < 4536$$

Dipilih Iset = 4000 A

$$\text{Tap} = \frac{I_{\text{set}}}{CT_{\text{primary}}} = \frac{4000}{800} = 5$$

- Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3s

- **Relay CB 3-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA Bus HSG-101 : 651 A

CT Ratio : 800 / 5

Isc min Bus HSG-101 : 5,67 kA (20 kV)

Isc max Bus HSG-101 : 17,24 kA (20 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 651 < I_{set} < 1,4 \times 651$$

$$683,55 < I_{set} < 911,40$$

Dipilih $I_{set} = 720$ A

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{720}{800} = 0,9$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{\alpha} - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{17240}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,1405$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,225 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Main Bus}}$$

$$1041,60 < I_{set} < 4536$$

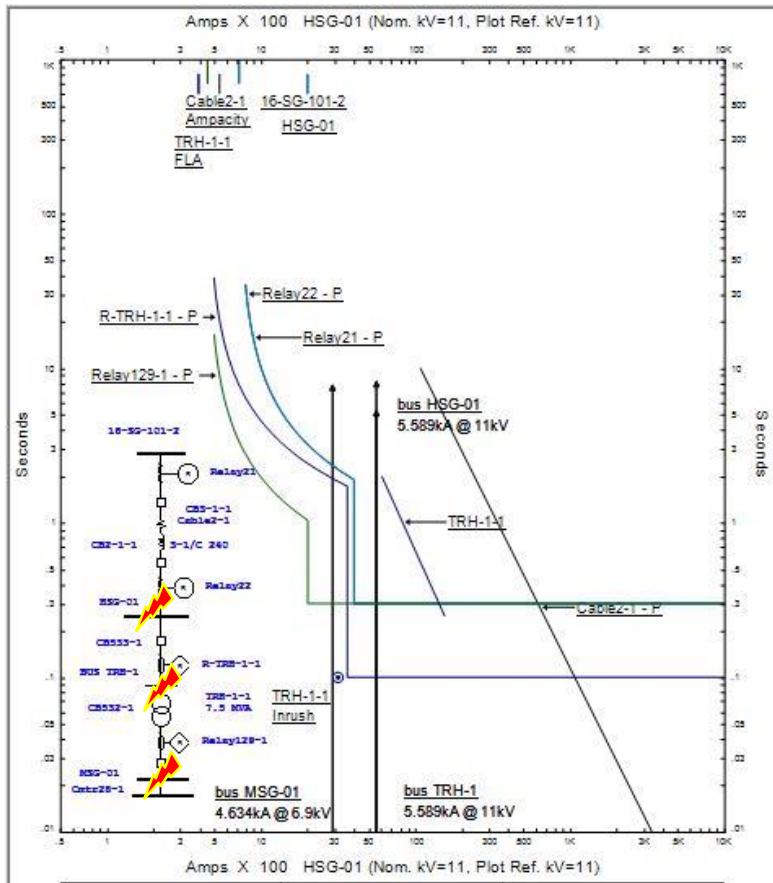
Dipilih $I_{set} = 4000$ A

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4000}{800} = 5$$

- Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,3s

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 2 ditunjukkan pada Gambar 4.7 berikut.



Gambar 4.7 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 3

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar di atas, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay CB 532-1 berfungsi sebagai pelindung Bus MSG-01 terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada Bus tersebut.

- Relay CB 533-1 berfungsi sebagai pelindung Bus TRH-01 dan sebagai backup apabila Relay CB 5332-1 tidak bekerja.
- Relay CB 21 dan Relay CB 31 memiliki posisi yang sama sehingga saat ada gangguan di Bus HSG-01, CB 2-1 akan trip bersamaan dengan CB 3-1. Selain itu Relay CB 2-1 dan Relay CB 3-1 ini berfungsi sebagai backup saat Main Bus KPA HSG-01 mengalami gangguan.

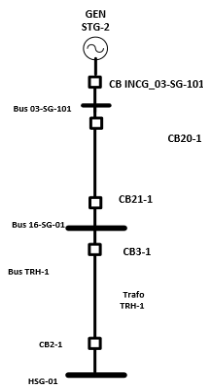
Untuk lebih memperjelas koordinasi relay pengaman yang bekerja, Tabel 4.11 menunjukkan urutan kerja relay saat *bus-bus* pada tipikal 3 diberi gangguan hubung singkat minimum.

Tabel 4.11 Koordinasi relay saat gangguan di *bus* tipikal 3

<i>Bus Fault</i>	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	Backup	Arus (kA)	Waktu (s)
Bus MSG-01	Relay CB 532	4,634	0,3	Relay CB 533-1	2,907	1,01
Bus TRH-1	Relay CB 533-1	5,589	0,1	Relay CB 2-1 dan Relay CB 3-1	5,589	0,3
Bus HSG-01	Relay CB 2-1 dan Relay CB 3-1	5,589	0,3	Dijelaskan di tipikal berikutnya		

4.3.2 Koordinasi Relay Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 4

Tipikal 4 terdiri dari 4 *High Voltage Circuit Breaker* yang digerakkan menggunakan relay. Relay yang dikoordinasikan antara lain Relay CB 119-1, relay CB 21-1, relay CB 20-1, dan Relay INCG_03SG101



Gambar 4.8 Tipikal koordinasi 4

Dalam penentuan setting arus dan waktu relay arus lebih, dilakukan perhitungan secara manual, sebagai berikut:

- **Relay CB 2-1**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA Bus HSG-101	: 651 A
<i>CT Ratio</i>	: 800 / 5
Isc min Bus HSG-101	: 5,67 kA (11 kV)
Isc max Bus HSG-101	: 17,24 (11 kV)

- **Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 651 < I_{set} < 1,4 \times 651$$

$$683,55 < I_{set} < 911,40$$

Dipilih $I_{set} = 720$ A

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{720}{800} = 0,9$$

- **Time Dial**

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{\alpha} - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{17240}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,1405$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,225 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- **Instantaneous Pickup**

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Main Bus}}$$

$$1041,60 < I_{set} < 4536$$

Dipilih $I_{set} = 4000 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4000}{800} = 5$$

- Time Delay

Dipilih $time\ delay = 0,3s$

• **Relay CB 3-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA Bus HSG-101 : 651 A

CT Ratio : 800 / 5

Isc min Bus HSG-01 : 5,67 kA (20 kV)

Isc max Bus HSG-01 : 17,24 kA (20 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 651 < I_{set} < 1,4 \times 651$$

$$683,55 < I_{set} < 911,40$$

Dipilih $I_{set} = 720 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{720}{800} = 0,9$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,3 s

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^{\alpha} - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,3 \times \left[\left(\frac{17240}{720} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,1405$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,225 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min Main Bus}$$

$$1041,60 < I_{set} < 4536$$

Dipilih $I_{set} = 4000 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4000}{800} = 5$$

- Time Delay

Dipilih $time \text{ delay} = 0,3s$

• Relay CB 20-1

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA Bus 16-SG-101 : 1566,9 A

CT Ratio : 2000 / 5

Isc min Bus 16-SG-101 : 5,88 kA (11 kV)

Isc max Bus 16-SG-101 : 18,56 kA (11 kV)

- Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 1566,9 < I_{set} < 1,4 \times 1566,9$$

$$1645,25 < I_{set} < 2193,66$$

Dipilih $I_{set} = 1700 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{1700}{2000} = 0,85$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,5 s

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{18560}{1700} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,1748$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,075 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- *Instantaneous Pickup*

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Main Bus}}$$

$$2507,04 < I_{set} < 4707$$

Dipilih $I_{set} = 4500 \text{ A}$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4500}{2000} = 2,25$$

- *Time Delay*

Dipilih *time delay* = 0,5s

• **Relay CB 21-1**

Manufacturer : ALSTOM

Model : P343

Curve Type : *Standard Inverse*

FLA Bus 16-SG-101 : 1566,9 A

CT Ratio : 2000 / 5

$I_{sc \text{ min Bus 16-SG-101}}$: 5,88 kA (11 kV)

$I_{sc \text{ max Bus 16-SG-101}}$: 18,56 kA (11 kV)

- *Time Overcurrent Pickup*

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 1566,9 < I_{set} < 1,4 \times 1566,9$$

$$1645,25 < I_{set} < 2193,66$$

Dipilih $I_{set} = 1700 \text{ A}$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{1700}{2000} = 0,85$$

- *Time Dial*

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,5 s

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,5 \times \left[\left(\frac{18560}{1700} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,1748$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,45 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- *Instantaneous Pickup*

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \text{ min Main Bus}}$$

$$2507,04 < I_{set} < 4707$$

Dipilih $I_{set} = 4500 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{4500}{2000} = 2,25$$

- *Time Delay*

Dipilih *time delay* = 0,5s

• **Relay CB INCG 03SG-101**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA 03-SG-101	: 1772 A
<i>CT Ratio</i>	: 2500 / 5
Isc min Bus 03-SG-101	: 6,62 kA (11 kV)
Isc max Bus 03-SG-101	: 21,33 kA (11 kV)

- *Time Overcurrent Pickup*

$$1,05 \times FLA \text{ Gen 1} < I_{set} < 1,4 \times FLA \text{ Gen 1}$$

$$1,05 \times 1772 < I_{set} < 1,4 \times 1772$$

$$1861,55 < I_{set} < 2482,06$$

Dipilih $I_{set} = 1900 \text{ A}$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{1900}{2500} = 0,76$$

- Time Dial

Dipilih waktu operasi (t_d) = 0,7 s

$$t_d = TDS \times \left[\frac{K}{\left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^a - 1 \right]} + L \right]$$

$$TDS = \frac{t_d \times \left[\left(\frac{I_{fault}}{I_{set}} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = \frac{0,7 \times \left[\left(\frac{21330}{1900} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$TDS = 0,2477$$

Dipilih setting TDS sebesar 0,425 karena jika dipilih nilai TDS yang lebih rendah maka akan mengganggu koordinasi rele yang lain

- Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min Bus Blok A}$$

$$2836,64 < I_{set} < 5296$$

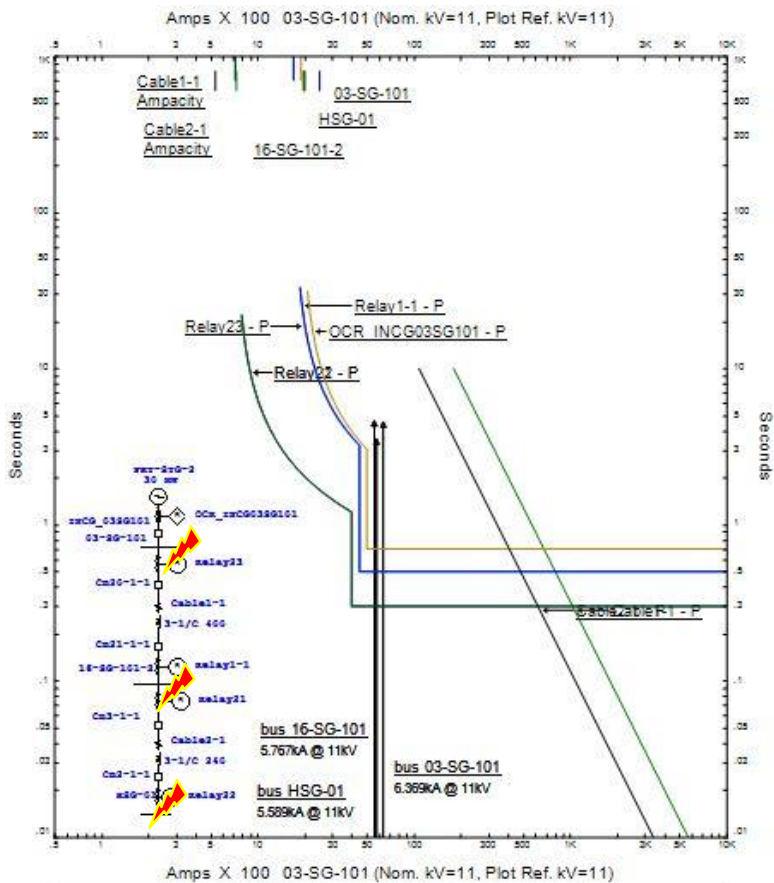
Dipilih $I_{set} = 5000 \text{ A}$

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} = \frac{5000}{2500} = 2$$

- Time Delay

Dipilih *time delay* = 0,7s

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka dilakukan plot TCC untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang lebih tepat. Hasil plot TCC tipikal 4 ditunjukkan pada Gambar 4.9 berikut.



Gambar 4.9 Hasil *plot* setting relay pada tipikal 4

Berdasarkan hasil *plot* pada Gambar di atas, dapat disimpulkan bahwa:

- Relay CB 2-1 dan Relay CB 3-1 berfungsi sebagai pelindung Bus HSG-01 terhadap arus lebih beban penuh dan arus lebih hubung singkat yang terjadi pada Bus tersebut.
- Relay CB 20-1 memiliki posisi yang sama terhadap relay CB 21-1 sehingga saat ada gangguan di Bus HSG-01, CB 20-1 akan trip

bersamaan dengan CB 21-1. Selain itu Relay 20-1 dan Relay 21-1 ini berfungsi sebagai backup saat CB 2-1 dan CB 3-1 tidak bekerja.

- Relay CB INC_03-SG-101 berfungsi mengamankan bus 03-SG-101 dan sebagai backup saat Relay CB20-1 tidak bekerja

Untuk lebih memperjelas koordinasi relay pengaman yang bekerja, Tabel 4.12 menunjukkan urutan kerja relay saat *bus-bus* pada tipikal 4 diberi gangguan hubung singkat minimum.

Tabel 4.12 Koordinasi relay saat gangguan di *bus* tipikal 4

<i>Bus Fault</i>	Relay yang bekerja					
	Utama	Arus (kA)	Waktu (s)	Backup	Arus (kA)	Waktu (s)
HSG-01	Relay CB 2-1	5,589	0,3	Relay CB 21-1	5,589	0,5
16-SG-101	Relay CB 21-1	0,257	0,5	Relay CB INC_03-SG-101	5,589	0,7

~Halaman ini sengaja dikosongkan~

BAB 5

PENUTUP

1.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis sistem distribusi dan koordinasi proteksi Pabrik Kaltim 1A yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa :

1. Pada sistem kelistrikan yang baru, bus 16-SG-101 dan bus HSG-01 dihubungkan oleh coupling bus.
2. Pada *setting* rele setelah pemindahan beban ke 03-SG-101, tidak terdapat *grading time* atau rele-rele bekerja pada saat yang bersamaan.
3. Dengan tersedianya alternatif power pada Pabrik-1A, maka kontinuitas power supply sebagai penopang operasional proses produksi dapat terjaga.
4. Sistem kelistrikan Kaltim 1A disuplai oleh STG-2 memiliki beberapa keuntungan dan kerugian antara lain;

Keuntungan:

- Memanfaatkan spare space pada switchgear 11kV STG-2
- Rating equipment dan switchgear STG-2 masih mampu untuk mengambil alih beban Pabrik 1-A dan mendukung kelancaran operasional pabrik
- Dapat mengoptimalkan (memanfaatkan) akses power Generator STG-2 (30MW)
- Pabrik 1A akan lebih handal karena masih mempunyai dua source power listrik dan salah satunya dari Generator langsung.

Kelemahan:

- Waktu implementasi (pengadaan barang dan instalasi) cukup lama
- Perlu pengaturan konfigurasi load shedding Pabrik-1A

1.2 Saran

Setelah melakukan analisis dan simulasi sistem kelistrikan setelah pemindahan beban ke STG-2 serta koordinasi proteksi Pabrik Kaltim 1A, penulis menyarankan bahwa ;

1. Untuk menjamin dan meningkatkan keandalan dan kontinuitas serta efisiensi utilitas Pabrik Kaltim 1A, maka kebijakan pengalihan beban Kaltim 1A ke Switchgear 03-SG-102 agar segera dilakukan.
2. Apabila utilitas power untuk pabrik Kaltim 1A jadi dialihkan ke switchgear 03-SG-102 maka perlu dikaji ulang untuk pengaturan load shedding pabrik Kaltim 1A
3. Apabila utilitas power untuk pabrik Kaltim 1A jadi dialihkan ke switchgear 03-SG-102 maka perlu dikaji lebih lanjut untuk penambahan peralatan-peralatan yang mendukung seperti peralatan proteksi (CT, PT & Protection relay), Bulk Material (tray, bolt, nut, cable shoe, isolation, termination kits, etc)

DAFTAR PUSTAKA

- [1] IEEE Standard C37. *"IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equation for Overcurrent Relays"*. Power System Relaying Committee of The IEEE Power Engineering Society, 1997
- [2] IEEE Standard 242, *"Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System"*, Institut of Electrical and Electronics Engineers, 2001
- [3] Cahier Technique No. 158. *"Calculation of Short Circuit Currents"*, Schneider Electric, 2005
- [4] Technical Data Sheet, *"MiCOM P342, P343, P344, P345 & P391: Generator Protection Relay"*, Areva Industries.
- [5] Wahyudi, *"Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik"*, Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab1, 2014
- [6] Laboratorium Instrumentasi Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga, *"Modul Pelatihan Koordinasi Pengaman"* Teknik Elektro ITS, Surabaya, 2014
- [7] Jones, Ray. A, *"Safety BASICS Handbook for Electrical Safety Edition 2"*, Cooper Bussman, Inc., USA, 2004
- [8] Keller, Kimberley, *"Electrical Code Safety Manual"*, Elsevier, Inc., USA, Ch. 7, 2010.
- [9] Lazar, Irwin, *"Electrical Systems Analysis and Design for Industrial Plants"*, McGraw-Hill Book Company, New York, 1995.

Halaman ini sengaja dikosongkan

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Pamekasan pada tanggal 15 Oktober 1993 dengan nama lengkap Fikri Hanif Rasyidi, dari orang tua Moh. Imam Rasjidi dan Sri Lestari Tri Hastuti. Penulis menjalani masa kecilnya di Pamekasan. Penulis menamatkan pendidikan dasar di SDI Al-Munawwarah (tahun 2006), pendidikan menengah di SMPN 1 Pamekasan (tahun 2009) dan SMAN 3 Pamekasan (tahun 2012). Saat ini penulis berusia 23 tahun dan sedang menempuh studi tingkat strata 1 di Jurusan Teknik Elektro,

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Penulis mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga sebagai fokus studinya. Selama kuliah penulis aktif dalam berbagai kegiatan akademis maupun non akademis. Penulis bergabung dengan Forum Komunikasi Mahasiswa Pamekasan (tahun 2012-2014) sebagai wakil ketua, menjadi koordinator lapangan regional madura ELECTRA (tahun 2013). Saat ini penulis dapat dihubungi melalui email: fikrihanifasyidi@gmail.com.

Halaman ini sengaja dikosongkan